

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
САЯНО-ШУШЕНСКИЙ ФИЛИАЛ

Кафедра «Гидроэнергетики, гидроэлектростанций, электроэнергетических
систем и электрических сетей»

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
В.И. Татарников
«06» 06 2016г.

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Системы диагностики гидрогенераторов

13.04.02 «Электроэнергетика и электротехника»
13.04.02.06 «Гидроэлектростанции»

Научный руководитель/
руководитель

подпись, дата

инженер СМО СШГЭС
должность, ученая степень

Н.А. Иванов
инициалы, фамилия

Выпускник

подпись, дата

И.М. Евсеев
инициалы, фамилия

Рецензент

подпись, дата

зам. начальника ОС
должность, ученая степень

В.В. Руденко
инициалы, фамилия

Нормоконтролер

04.06.16
подпись, дата

А.А. Чабанова
инициалы, фамилия

Саяногорск 2016

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Системы диагностики гидрогенераторов» состоит из введения, 2 глав, заключения и 5 приложений. Она изложена на 73 страницах машинописного текста, включает 18 рисунков, 1 таблицу, список использованных источников из 20 наименований.

СИСТЕМЫ ДИАГНОСТИКИ, МЕСТНЫЙ НАГРЕВ, ЧАСТИЧНЫЕ РАЗРЯДЫ, ВИБРОИСПЫТАНИЕ, ЧАСТОТА ВИБРАЦИЙ, СИСТЕМА МОНИТОРИНГА, ДИАПАЗОН ИЗМЕРЕНИЙ, ЭКСПЕРТНАЯ СИСТЕМА.

В ходе эксплуатации гидроагрегат периодически меняет режим работы, следовательно, необходим анализ его надежности и безопасности. Вследствие стремительности протекания физических процессов и работы в режимах близких к критическим, к ГА предъявляются требования по оперативности управления.

Стационарные системы мониторинга позволяют контролировать работу гидроагрегатов в непрерывном режиме. Что позволяет выявлять многие дефекты на ранних стадиях. Но систем мониторинга оборудования, обеспечивающих непрерывный контроль измеряемых параметров и сравнение их величин с пороговыми значениями, уже недостаточно. Важно обеспечить интерпретацию результатов измерений, производимых системой мониторинга, то есть осуществить переход к оценке технического состояния оборудования. Именно за эти более сложные задачи и отвечают системы диагностики.

В результате выполнения работы доказана необходимость применения систем диагностики, проведён обзор существующих систем диагностики гидрогенераторов, проведён анализ вибрационных испытаний одного из агрегатов Волжской ГЭС.

На основании полученных данных сделаны выводы о целесообразности применения систем диагностики в зависимости от сложности оборудования, а также обоснована ограниченность режимов работы гидроагрегатов ГЭС.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....4

1 Обзор существующих систем диагностики гидрогенераторов.....6

1.1 Обоснование актуальности применения систем диагностики.....6

1.2 Методы диагностики состояния гидрогенераторов.....15

1.2.1 Контроль местных перегревов.....15

1.2.2 Контроль местных вибраций.....18

1.2.3 Частичные разряды.....19

1.3 Обзор разработок в области систем диагностики гидрогенераторов.....22

2 Вибрационные испытания гидрогенераторов.....39

2.1 Обоснование важности вибрационных испытаний.....39

2.2 Вибрационные испытания гидроагрегатов Волжской ГЭС.....40

2.2.1 Вибрационные испытания гидроагрегата №13 Волжской ГЭС.....40

2.2.2 Природа основных частотных составляющих вибрации.....44

2.2.3 Результаты вибрационных испытаний.....47

2.2.3.1 Результаты вибрационных испытаний турбинного подшипника.....47

2.2.3.2 Результаты вибрационных испытаний генераторного подшипника.....51

2.2.3.3 Результаты вибрационных испытаний опоры подпятника и
крышки турбины.....54

2.2.3.4 Результаты вибрационных испытаний конструкций статора.....57

Заключение.....58

Список использованных источников.....61

Приложение А Функциональная схема системы диагностики.....63

Приложение Б Функциональная схема системы диагностики ЭСКОНТ.....64

Приложение В Функциональная схема системы диагностики ВИБРЭКС.....65

Приложение Г Основные параметры турбины ПЛ-30-ВБ-930.....66

Приложение Д Результаты виброиспытаний гидроагрегата №13.....67

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность работы. Одной из основных задач эксплуатации генераторов на электростанциях является обеспечение надежности их работы. Наряду с другими мерами эта задача в определенной степени решается путем профилактических мер контроля и испытаний генераторов для раннего выявления и устранения дефектов, развитие которых может привести к аварийным отключениям агрегатов. Однако применяемые в настоящее время методы и средства обнаружения дефектов, особенно в процессе работы генераторов, далеки еще от совершенства, и в них недостаточно используются современные возможности.

В последние годы в нашей стране и за рубежом активизировались исследования и разработки по усовершенствованию существующих и созданию новых методов и средств обнаружения дефектов генераторов для построения на их основе комплексных систем технической диагностики и прогнозирования состояния генераторов в условиях эксплуатации. Подобные системы уже созданы и успешно функционируют в ряде отраслей техники. Они позволяют своевременно выявлять и устранять дефекты на ранней стадии их развития, в результате чего сокращается число и длительность вынужденных (аварийных) простоев механизмов.

Работы по созданию систем диагностики и прогнозирования состояния синхронных генераторов электростанций находятся пока еще в начальной стадии. Для успешного их продвижения вперед необходимы глубокое изучение и систематизация причин и процессов возникновения и развития дефектов и их признаков, а также, что не менее важно, ускорение разработок и организация промышленного производства ряда отсутствующих в настоящее время датчиков и устройств для выявления указанных дефектов.

Цель работы. Целью работы является обоснование актуальности применения систем диагностики гидрогенераторов,

выполнение анализа проведённых вибрационных испытаний гидроагрегата №13 Волжской ГЭС.

Задачи, решаемые в ходе выполнения работы:

- а) Выполнено обоснование актуальности применения систем диагностики описаны методы диагностики состояния гидрогенераторов.
- б) Проведён обзор последних разработок в области систем диагностики гидрогенераторов.
- в) Обоснование важности вибрационных испытаний.
- г) Описана методика вибрационных испытаний гидроагрегатов Волжской ГЭС.
- д) Проведён анализ вибрационных испытаний гидроагрегата №13 Волжской ГЭС.

Научная новизна. В данной работе рассмотрены методы диагностики технического состояния гидрогенераторов, а также проведена оценка вибрационного состояния одного из гидрогенераторов Волжской ГЭС.

1 Обзор существующих систем диагностики гидрогенераторов

1.1 Обоснование актуальности применения систем диагностики

Современный этап гидроэнергетики характеризуется ростом количества оборудования отработавшего свой ресурс, что требует его модернизации и замены. За последние годы в энергосистеме России по данным Ростехнадзора произошло около 200 технологических нарушений. Более 30% из них по причине нарушений в работе противоаварийной автоматики и средств технологического управления [2, с. 3].

При ограниченности средств, в особенности в период кризиса, отчётливо просматривается тенденция сокращения финансирования ремонтных работ, в том числе за счёт регламентных, что приводит к локальным и крупным авариям.

Так как в период эксплуатации гидроагрегат периодически меняет режим работы, следовательно, необходим анализ его надежности и безопасности. Вследствие стремительности протекания физических процессов и работы в режимах близких к критическим, к ГА предъявляются требования по оперативности управления [2, с.8].

Стационарные системы мониторинга позволяют контролировать работу гидроагрегатов в непрерывном режиме. Что позволяет выявлять многие дефекты на ранних стадиях. Но систем мониторинга оборудования, обеспечивающих непрерывный контроль измеряемых параметров и сравнение их величин с пороговыми значениями, уже недостаточно. В настоящее время, в нашей стране, ремонтная диагностика является практически единственным средством выявления дефектов энергетического оборудования. Ведь важно обеспечить интерпретацию результатов измерений, производимых системой мониторинга, то есть осуществить переход к оценке технического состояния оборудования. Именно за эти более сложные задачи и отвечают системы

диагностики.

Совершенствование ныне существующих систем и средств выявления дефектов генераторов в процессе их работы, а также при остановках для осмотров, испытаний и ремонтов должно завершиться созданием систем технической диагностики и прогнозирования работоспособности машин, позволяющих снизить вероятность и длительность их вынужденных простоев, а также уменьшить объемы и стоимости восстановительных ремонтов за счет выявления дефектов на более ранней стадии развития, чем это достигается существующими методами и средствами [1,с.192]. Следующим этапом развития АСУ ТП в части повышения надежности эксплуатации оборудования может стать автоматизированная система контроля и диагностики (АСКД), которая предполагает диагностику состояния основного и вспомогательного оборудования ГЭС, систем автоматики и защиты на основе существующего сбора данных АСУ ТП [2,с.9]. Работы в этом направлении уже ведутся, но находятся пока на начальной стадии.

Техническая диагностика как научно-прикладная дисциплина изучает признаки дефектов оборудования, различные принципы, методы и средства, при помощи которых устанавливается диагноз, т.е. делается заключение о сущности, характере, объемах дефектов и их местонахождении. Для современной технической диагностики характерен системный подход к решению перечисленных задач. Поэтому одним из основных понятий этой дисциплины является «Система технической диагностики» (СТД), под которой понимается совокупность объекта диагностики (в нашем случае гидрогенератора или его элементов), методов и средств диагностики и, если нужно, персонала, готового к реализации или реализующего процесс технического диагностирования по заданным алгоритмам.

Стоит отметить, что применительно к агрегатам электростанций и, в частности, к гидрогенераторам, СТД, по крайней мере в обозримом будущем, будут функционировать с участием человека. Используемые в этих системах

технические средства будут выступать в них в качестве источников информации и «советчиков» человеку.

Учитывая непосредственную механическую связь между генератором и турбиной, их взаимную связь по режимам работы, по-видимому, целесообразно АСТД генератора строить как часть общей системы для всего агрегата. Не вдаваясь в детальное построение возможных вариантов АСТД гидроагрегатов, можно считать, что типичным для них всех будет наличие следующих основных функциональных комплексов:

- сбора и обработки первичной информации на работающем агрегате, необходимой для технического диагностирования;

- выдачи результатов обработки этой информации персоналу в удобной форме и рациональном объеме, в том числе путем подачи сигналов, показа на дисплеях и приборах, регистрации и т.п.;

- передачи этой информации в справочно-информационный массив (архив);

- обращения в архив (включающий нормативные и прошлые сведения по данному и аналогичным агрегатам);

- постановки предварительного диагноза на основании реализации указанных выше этапов;

- принятия решения о необходимости дальнейших диагностических операций (осмотров, испытаний и др.) на выведенном из работы агрегате;

- выполнения диагностических операций для вынесения окончательного диагноза (характера и местонахождения дефекта, степени его опасности для агрегата и т.п.) [1, с. 193].

Функциями АСТД являются:

- прогнозирование работоспособности агрегата с учетом поставленного диагноза;

- принятие решения в отношении возможности и условий дальнейшей работы агрегата или необходимости ремонтных работ.

Учитывая органическую связь этих двух функций с собственно диагностированием, условно включим их в АСТД генераторов (агрегатов). Исходя из изложенного, на схеме в Приложении А, в качестве примера приведена возможная функциональная схема такой АСТД для мощных генераторов.

Нужно отметить, что АСТД генераторов (агрегатов) должна рассматриваться как одна из подсистем АСУ ТП электростанции или блока, органически увязанная с другими ее подсистемами, а также с релейной защитой, которая, по-видимому, со временем также станет частью АСУ ТП.

Для эффективного функционирования АСТД гидроагрегатов необходима систематическая работа по совершенствованию входящих в нее методов и средств, а также по уточнению взаимосвязи дефектов между собой, признаков их проявления, по выявлению наиболее значимых дефектов, по прогнозированию возможных изменений состава и вероятности появления различных дефектов в перспективных агрегатах новых типов, при изменении технологии производства и условий эксплуатации. Естественным, что сама АСТД в своей структурно-аппаратной части должна быть надежной, не слишком сложной и дорогой, а также удобной для обслуживания. Наконец, следует подчеркнуть, что АСТД гидроагрегатов не являются самоцелью, их создание и совершенствование должно быть в каждом случае обосновано технико-экономически.

Из сказанного следует, что проблема создания и совершенствования АСТД генераторов (агрегатов) на электростанциях является сложной и многоплановой, требующей систематической работы многих научно-исследовательских, проектно-конструкторских, промышленных, наладочных и эксплуатационных организаций.

Известен зарубежный опыт разработки и создания автоматизированных систем контроля работающих на сеть турбо- и в меньшей степени гидрогенераторов, базирующихся также на анализе вибрационных, акустических и тепловых

процессов и, кроме того, на химическом анализе охлаждающей генераторы среды. Несмотря на отдельные оригинальные технические решения некоторых задач, эти системы далеки от совершенства: во-первых, они не охватывают целый ряд серьезных дефектов и, во-вторых, не выполняют прогнозирующих и управленческих (в частности принятия решений) функций.

Как указывалось выше, существует ряд отдельных устройств для контроля параметров некоторых процессов, протекающих в генераторах, применяются отдельные диагностические методы и алгоритмы, однако законченной единой системы, обеспечивающей решение всех задач технической диагностики, пока нет. В последние года разработаны и внедрены для накопления опыта на единичных ГЭС технически более совершенные, чем широко применяемые, системы диагностического контроля некоторых параметров протекающих в гидрогенераторах процессов. Однако и они не представляют собой комплексных взаимосвязанных систем.

Контроль только вибрационных параметров позволяет выявить далеко не все возможные дефекты различных узлов гидрогенераторов. В системах диагностики должны использоваться результаты контроля и многих других параметров и показателей, зависящих от состояния гидрогенераторов – от наличия или отсутствия дефектов в них; в частности, должны контролироваться электрические параметры режимов работы (напряжения, токи и др.), показатели нагревов и т.п. Отклонение значений этих параметров (показателей) от нормальных (в общем случае последние должны определяться с учетом режимов работы генераторов) может служить признаком того или иного дефекта [1,с.196].

На различных стадиях диагностирования каждого дефекта возникают сходные задачи, последовательно решаемые перечисленными выше основными функциональными элементами АСТД генераторов. Каждая процедура, выполняемая в ходе диагностирования состояния гидрогенератора, реализуется с помощью соответствующего алгоритма. В числе последних следует особо

выделить, как важнейшие, алгоритмы постановки диагноза, прогноза и принятия решения.

Для надежного выявления дефектов гидрогенераторов необходим контроль многих параметров протекающих в генераторе процессов. Для этой цели, помимо существующей, нужна новая специальная аппаратура. Для разработки требований к такой аппаратуре сначала должен быть определен весь комплекс наиболее характерных процессов, параметры которых могут служить признаками дефектов. Очевидно, что в связи с этим возникает задача выяснения значимости дефектов конструктивных узлов генераторов с точки зрения вызываемого этими дефектами ущерба.

В общей сложной проблеме повышения надежности электроснабжения страны одно из определяющих мест занимает задача обеспечения надежности и сокращения длительности вынужденных (аварийных) простоев генераторов электростанций. Для решения этой задачи на электростанциях наряду с конструктивно-технологическими мерами, принимаемыми при создании генераторов, проводится ряд технических и организационных мероприятий. Для своевременного выявления возможных дефектов и ограничения длительности вынужденных простоев генераторов важное значение имеют регламентированные соответствующими директивными документами системы мероприятий, которые условно можно разделить на три группы:

- 1) наблюдения за генераторами в процессе их работы — визуальные и с помощью контрольно-измерительных систем и приборов (включая и предупредительные сигналы от устройств релейной защиты);
- 2) планово-предупредительные профилактические испытания, ремонты (ревизии) и осмотры генераторов;
- 3) релейные защиты (РЗ), действующие на отключение.

Опыт использования этих мероприятий показал, что они в значительной степени способствуют повышению надежности работы генераторов и сокращению длительности их вынужденных простоев. Вместе с тем имеется

необходимость, особенно в связи с ростом единичных мощностей генераторов, и возможность дальнейшего совершенствования этих мероприятий на базе современной системотехники и достижений в областях контрольно-измерительной, информационной и вычислительной техники.

Основными недостатками перечисленных мероприятий являются отсутствие четкого системного построения отдельных из них, несовершенство применяемых методов и средств выявления дефектов, оценки и прогнозирования работоспособности генераторов, а также сроков и объемов необходимых ремонтных мероприятий.

Остановимся несколько подробнее на недостатках и задачах усовершенствования первых двух из перечисленных групп мероприятий, оставляя в стороне третью группу — системы РЗ, решающие задачи отключения генераторов при опасных внешних воздействиях со стороны сети или на столь поздней стадии развития дефектов, когда дальнейшая работа генераторов становится недопустимой. Обе эти задачи выходят за рамки темы данной диссертации, посвященной главным образом вопросам диагностирования и выявления дефектов гидрогенераторов на ранней стадии развития.

Первая из перечисленных групп мероприятий, направленных на своевременное выявление дефектов генераторов, т.е. система наблюдений и контроля в процессе работы последних, является, пожалуй, наименее совершенной. Устройства и системы различного назначения (тепловые, электрические, механические и т.п.) создавались и используются без должной взаимной увязки наблюдаемых результатов. А такая увязка совершенно необходима, так как она должна отражать объективно существующую взаимную связь различных дефектов генераторов и их признаков [1, с.10].

Многие из существующих средств контроля работающих генераторов являются локальными, не контролирующими общего состояния машины. При этом, как правило, отсутствуют алгоритмы увязки между собой показаний не только средств контроля различных систем, но внутри одной и той же системы.

Характерным примером в этом отношении являются системы контроля температур различных точек машины; с ростом мощности последних количество таких точек измерений все возрастает, достигая в ряде случаев нескольких сотен на машину. Практически нет систем, в которых результаты этих многочисленных измерений сопоставлялись бы между собой и с режимами работы генераторов и выдавались бы в сжатой, удобной для эксплуатационного персонала форме, характеризующей тепловое состояние машины, как общее, так и локальное. Нет необходимых для этого алгоритмов. Само количество измерений на некоторых современных мощных генераторах настолько велико, что даже при наличии указанных алгоритмов персонал без применения современных средств вычислительной техники не может оперативно и правильно оценивать состояние машины.

Несмотря на сравнительно большой объем существующих средств и систем контроля за работой мощных генераторов, ряд важных для характеристики их состояния показателей остается вне контроля; это, в частности, относится к местным нагревам, частичным разрядам, местным вибрациям отдельных элементов статора и др.

Важным и пока еще не решенным является вопрос о том, в каком виде целесообразно и возможно выдавать персоналу информацию о состоянии генератора в процессе его работы, и о мерах, которые должны быть предприняты в случае отклонения от нормы значений параметров протекающих в нем процессов [2,с.9].

Многие из используемых методов и средств контроля работающих генераторов отвечают современному уровню микропроцессорных ЭВМ, но при этом стоит учитывать финансовый аспект, потому как стоимость современных образцов систем диагностики составляет внушительную сумму.

Вторая группа — системы планово-предупредительных ремонтов (ревизий) и профилактических испытаний — находится в относительно лучшем состоянии. Однако и здесь предстоит многое сделать как в отношении

усовершенствования методов осмотра и испытаний для определения мест и размеров дефектов, так и в отношении взаимной увязки с первой группой — системами контроля работающих генераторов. В частности, должны быть разработаны методы уточнения объемов материального обеспечения и продолжительности ремонтных работ генераторов по данным опыта их эксплуатации и результатам их испытаний; пересмотрены принципы назначения сроков профилактических ремонтов и профилактических испытаний — увеличение обязательных сроков между ними, а в перспективе, возможно, отказ от жестких сроков вообще с назначением осмотров, испытаний и ремонтов только на основе результатов контроля состояния генераторов. Эти системы должны обеспечить выявление и устранение дефектов на возможно более ранней стадии их развития, чем это достигается существующими средствами, благодаря чему снизится вероятность и длительность вынужденных (аварийных) простоев машин, а также объемов и стоимости восстановительных ремонтов [1, с.6].

Следует подчеркнуть, что создание систем технической диагностики актуально в первую очередь для современных мощных генераторов, конструктивно более сложных, чем старые машины, и имеющих, как правило, сравнительно малые запасы по отношению к предельно допустимым механическим, электромагнитным и тепловым воздействиям.

Аварийный выход из строя таких машин обычно оказывает существенное отрицательное влияние на работу энергосистем и соответственно на надежность и качество электроснабжения потребителей.

Для успешного развития работ по технической диагностике состояния генераторов необходимы изучение и систематизация причин и процессов возникновения и развития дефектов в различных элементах генераторов и признаков, по которым эти дефекты могут быть обнаружены.

Крайне важно, ускорить разработку и внедрение в эксплуатацию более совершенных, чем существующие, методов и средств для выявления дефектов.

1.2 Методы диагностики состояния гидрогенераторов

Для повышения эффективности диагностики технического состояния гидрогенераторов необходимы разработка новых и совершенствование существующих методов и средств обнаружения признаков дефектов. В настоящее время важнейшими из таких признаков являются местные нагревы и вибрации, а также частичные разряды в изоляции обмоток статора гидрогенераторов.

1.2.1 Контроль местных перегревов

Основными показателями тепловосостояния генератора являются температуры обмоток и стали, а также охлаждающей среды (воздуха, масла, воды). В качестве датчиков в настоящее время используются термометры сопротивлений, устанавливаемые в ограниченном числе точек, а для контроля температур применяются многоканальные автономные установки. При этом тепловое состояние обмоток ротора не контролируется.

Применяемые в настоящее время методы контроля температур обмоток и сердечников гидрогенераторов для целей автоматизированной диагностики недостаточны ни по используемой методике, ни по объему.

Для того, чтобы можно было ставить задачи диагностирования теплового состояния статора на базе традиционных методов контроля, требуется резко повысить их информативность, т. е. устанавливать датчики не только в каждом

пазу, но и в различных местах по длине паза. Такое требование привело бы к значительному увеличению количества датчиков на каждом контролируемом объекте и с эксплуатационной точки зрения трудновыполнимо. Подобное решение, вероятно, может быть принято только для очень мощных уникальных генераторов с непосредственным охлаждением активных зон, для которых харак-

терны малые тепловые постоянные времени и требования очень высокой надежности. Однако достоверное обнаружение всех возможных мест перегрева обмоток и активной стали сердечника статора не обеспечивается полностью и в этом случае. Не могут быть также обнаружены перегревы контактов межполюсных соединений обмоток возбуждения и успокоительных обмоток ротора и некоторых других конструктивных узлов гидрогенератора. Наиболее радикальным решением для своевременного обнаружения местных перегревов может стать применение методов интегрального контроля. Одними из наиболее универсальных и эффективных могли бы являться термохимические методы контроля.

Для ранней диагностики мест перегрева поверхности конструктивных узлов - статора и ротора гидрогенератора - на них должны наноситься метки термохимических индикаторов с заданной температурой термолитиза, при которой в окружающий воздух выделяются характерные газы. Появление газа может быть обнаружено специальным высокочувствительным газоанализатором. Локализацию мест перегрева можно осуществлять газовым хроматографом, а также с помощью цветных термоиндикаторов, метки которых наносятся на поверхности доступных для осмотра конструктивных элементов рядом с метками термохимических индикаторов. После появления сигнала о наличии в охлаждающем воздухе характерного газа, генератор останавливают и визуально определяют места перегревов путем выявления изменения цвета термоиндикаторов.

Выявление перегревов может основываться на регистрации характерных газов, выделяющихся при термолитизе естественных органических веществ, содержащихся в конструктивных узлах машины. При этом следует учитывать, что температура термолитиза изоляционных материалов конструктивных узлов генератора может иметь значения 200-300°C и выше, а это может не обеспечивать своевременное выявление перегревов.

Другим возможным направлением является контроль перегревов с

помощью инфракрасных систем. При этом перегревы обмоток ротора генератора могут контролироваться неподвижно установленными приемниками инфракрасного излучения, а активной стали расточки и обмоток сердечника статора - приемниками, установленными на роторе генератора.

Рассмотрим инфракрасную систему контроля температур статора гидрогенератора. Такая система может оказаться эффективной для термографического контроля местных перегревов зубцовой зоны статора, поверхность расточки которого у крупных гидрогенераторов может достигать 100 м^2 . Приемники (объективы) целесообразно располагать между соседними полюсами. Каждый из них должен сканировать выделенную область по высоте расточки статора. С помощью инфракрасных систем измеряются интегральные плотности тепловых потоков излучения с площади поверхности каждого элементарного пакета активной стали зубцовой зоны сердечника, ограниченного вентиляционными каналами по высоте и его пазами по окружности расточки сердечника статора. Площадь поверхности такого элементарного пакета определяет разрешающую способность измерительной системы и пространственный угол обзора объектива. Для обеспечения допустимых динамических погрешностей необходимо, чтобы инерция фотопреобразователя не превышала времени сканирования элементарного пакета, составляющего для крупных тихоходных машин около 1 мс.

При изучении возможности сканирования тепловых полей расточки статора с вращающегося ротора гидрогенератора должны учитываться следующие обстоятельства. В области между полюсами и ободом ротора существуют электромагнитные поля: постоянные 0,1-0,2 Тл и переменные 0,01-0,02 Тл, центробежные силы с ускорением 800-1000 м/с² и вентиляционные потоки воздуха с температурой до 50-60°C. Поэтому фотопреобразователи и усилители следует устанавливать в зоне, исключая недопустимые значения указанных факторов, например у обода, на спицах ротора или на втулке вала. При этом объективы, размещенные между соседними полюсами ротора,

соединяются с преобразователями оптическими каналами. Выход оптических каналов к спицам ротора- возможен через вентиляционные каналы обода.

Передачу результатов измерений целесообразно осуществлять с помощью многоканальной телеметрической системы, передающие устройства которой устанавливаются на роторе гидрогенератора.

1.2.2 Контроль местных вибраций

Изучение опыта эксплуатации гидрогенераторов показало необходимость обнаружения местных вибраций активной стали зубцовой зоны сердечника и лобовых частей обмоток статора. Вибрации активной стали, в частности крайних пакетов, не могут быть обнаружены с помощью имеющейся в настоящее время аппаратуры. Существующий способ контроля вибраций лобовых частей обмоток статора требует достаточно большого числа датчиков. Однако установка этих датчиков возможна только на ограниченном числе лобовых дуг, потенциал которых по отношению к земле не превышает 3 кВ. Поэтому расширенный контроль вибраций лобовых частей приходится проводить в режиме трехфазного короткого замыкания генератора, а контроль вибраций лобовых частей обмотки статора в процессе работы генератора практически невозможен.

Изложенное показывает необходимость разработок новых методов и средств контроля местных вибраций лобовых частей обмоток и активной стали статора. Перспективным направлением исследований возможностей контроля местных вибраций, особенно труднодоступных конструктивных узлов машин, является использование виброакустических и виброоптических методов.

Одним из труднодоступных узлов является зубцовая зона сердечника статора гидрогенератора. Повышенные вибрации зубцовой зоны сердечника обычно возникают при ослаблении давления прессовки и распушении листов активной стали крайних пакетов сердечника. При достаточно больших уровнях

вибрации происходят соударения листов стали между собой и наряду с основной вынужденной вибрацией полюсной частоты (100 Гц) возникают вибрации со сплошным спектром частот, которые могут рассматриваться как признак распушения пакетов сердечника. Одним из способов контроля таких вибраций является применение пьезопреобразователей, устанавливаемых на спинке сердечника статора. Для уточнения возможности обнаружения вибраций распушенных пакетов зубцовой зоны и определения мест их возникновения.

ВНИИЭ проводит экспериментальное и теоретическое изучение распространения импульсных вибраций в анизотропной среде шихтованного сердечника статора.

Альтернативным является направление, основанное на системе сканирования с помощью специальных акустических преобразователей, установленных на роторе, акустического поля генератора, обусловленного повышенным уровнем вибраций листов активной стали пакетов зубцовой зоны сердечника статора. Основные трудности этого направления связаны с необходимостью разработки чувствительного акустического преобразователя, способного надежно работать в условиях влияния постоянных и переменных электромагнитных полей, вентиляционных потоков, центробежных ускорений и биения вала генератора.

1.2.3 Частичные разряды

Одним из возможных направлений контроля частичных разрядов в процессе работы генератора является их регистрация с помощью емкостного или трансформаторного отбора электромагнитных импульсов на выводах и (или) нулевой шине обмотки статора гидрогенератора. При возникновении частичных разрядов опасной интенсивности генератор останавливают и определяют места возникновения их с помощью электромагнитных датчиков.

Однако такой способ локализации частичных разрядов связан с необходимостью довольно длительной остановки генератора. Более перспективным направлением может оказаться контроль частичных разрядов с помощью радиотелеметрических устройств. Антенна регистратора частичных разрядов устанавливается вдоль оси ротора между двумя его соседними полюсами в воздушном зазоре генератора. При возникновении пазового разряда появляются интенсивные электромагнитные излучения. Антенна, вращающаяся вместе с ротором, дает возможность сканирования электромагнитных полей сердечника статора. Путем специальной обработки ЭДС, полученных радиоприемным устройством, выделяются искомые сигналы, характерные для пазовых разрядов, и определяются номера пазов, в которых возникли разряды. Разработку таких устройств целесообразно выполнять в двух вариантах.

Первый из них может использовать принцип дифференциальной схемы включения электромагнитных датчиков, которые последовательно устанавливаются в каждом пазу статора по концам заложенных в них стержней обмотки. В этом случае на роторе устанавливается антенное устройство, состоящее из двух антенн в нижней и верхней частях ротора, выполняющих функции электромагнитных датчиков.

Второй вариант основан на том, что при возникновении пазовых разрядов в спектре частот их излучений существует такая составляющая электромагнитных колебаний, которая при распространении вдоль паза сердечника многократно отражается от его концов. В этом случае антенна, расположенная вдоль оси ротора и настроенная на частоту указанной составляющей, выделяет ЭДС искомого сигнала при прохождении мимо паза, в стержне которого возник пазовый разряд.

Радиотехнические системы могут дать возможность обнаружения электромагнитных излучений и при дефектах контактных соединений обмотки статора и ротора, а также цепей тиристорного возбуждения. Создание

указанных выше и других возможных методов и средств диагностики требует проведения исследований, имеющих в значительной мере поисковый характер. В случае их успешного окончания область применения разработанных методов и средств диагностики должна быть установлена после проверки опытных образцов устройств в условиях длительной эксплуатации гидрогенератора.

Изложенное показывает, что одной из главных проблем создания АСТД мощных генераторов является разработка современных средств диагностирования, прежде всего встроенных, расширяющих диагностические возможности системы централизованного контроля генераторов и позволяющих обнаруживать дефекты на ранних стадиях возникновения. В связи с этим возникает необходимость выполнения комплекса НИР и ОКР для разработки, выпуска и внедрения в эксплуатацию необходимых средств диагностирования генераторов.

Следует заметить, что любое встроенное средство диагностирования может быть использовано как внешнее при испытаниях. Встроенные средства диагностирования целесообразно устанавливать в генераторе независимо от его технического состояния. Остальные встроенные средства диагностирования могут устанавливаться в генераторе в зависимости от изменения его технического состояния.

Решение общей задачи диагностики - оценки технического состояния объекта – связано с такими трудностями, как:

- неопределенность полной совокупности параметров оценки состояния объекта и, как следствие, отсутствие интегрального критерия;

- большое количество факторов, влияющих на состояние объекта, в том числе и таких, которые не имеют количественного выражения, сложная связь между влияющими факторами, часто неявная и неоднозначная, трудно формализуемая, плохо структурируемая;

- недостаточность информации о параметрах состояния объекта и влияющих факторах;

-зависимость установления диагноза и выработки решения от опыта, квалификации и интуиции персонала.

Данные особенности ограничивают возможности традиционных систем технической диагностики, базирующихся обычно на формальных алгоритмах, и делают естественным применение технологии экспертных систем, использующих эвристические знания, в том числе личный опыт высококвалифицированных специалистов.

Экспертные системы (ЭС) представляют собой специальные программные комплексы, позволяющие в удобной форме представить необходимые знания о диагностируемом объекте и логику эксперта при диагностировании и выработке рекомендаций.

ЭС относятся к новым информационным технологиям, они разрабатываются и практически используются в энергетике многих стран, в том числе и для задач диагностики электрооборудования. Применение ЭС определяет экономический эффект по двум основным направлениям: за счет раннего обнаружения дефектов и предупреждения развития аварии и за счет возможности отказа от жесткого регламентирования профилактических работ, в том числе текущих ремонтов, и перехода на проведение их по состоянию диагностируемого объекта. Наибольший эффект возможен, если ЭС будет следить за состоянием всего оборудования энергоблока.

1.3 Обзор разработок в области систем диагностики гидрогенераторов

Системы непрерывного контроля и диагностики создавались для увеличения срока работы гидрогенераторов за счёт непрерывного мониторинга ряда параметров генераторов, анализа считываемой с датчиков системы информации, раннего диагностирования неисправностей, выдачи рекомендаций техническому персоналу, направленных на корректировку режима и

выполнение работ по техническому обслуживанию и ремонту.

Диагностическая система контролирует:

- параметры электрического режима;
- тепловое состояние гидрогенератора как электрической машины и её вспомогательного оборудования;
- вибрации корпусов подшипников;
- время срабатывания исполнительных механизмов при пуске и останове генератора и другие параметры в зависимости от конкретного назначения.

На основании анализа собранной информации диагностируются следующие неисправности:

- частичные разряды в обмотке статора;
- неисправности в системе охлаждения обмоток и сердечника статора
- неисправности в системе смазки и охлаждения подшипников;
- повышенная вибрация направляющих подшипников, вала турбины, направляющего аппарата.

Зарождение экспертных диагностических систем начиналось с появления ограниченных систем контроля состояния гидрогенератора.

Примерами являются:

1. Универсальная система вибрационного состояния гидроагрегата VIMOS (Швеция).
2. Универсальная вибродиагностическая система MCM (MachineConditionMonitoring), использующая сравнительно недорогую аппаратуру.
3. Система контроля частичных разрядов в обмотке статора PDM (PartialDischargeMonitor).

Экспертные системы гидрогенераторов появились на Западе несколько раньше, чем у нас. Одна из первых диагностических экспертных систем GEMS была создана Институтом электроэнергетики США EPRI в 1980 г. В дальнейшем корпорация NYPA инициирует научно-исследовательские работы

с целью создания экспертной системы для гидрогенераторов. В это время создаются экспертная диагностическая система ACMS (AdvancesConditionMonitoringSystem) и соответствующее программное обеспечение, работающее под контролем операционной системы G2. Однако интерфейс между частями системы не был окончательно отработан. Тем не менее ее основные элементы вошли через несколько лет в систему контроля и мониторинга System 1. В последующие несколько лет усилиями NewYorkPowerAuthority, IrisPowerGE'sBentlyNetwork создается мощная экспертная диагностическая система гидрогенераторов HydroX, работающая на базе управляющей компьютерной системы System 1. На рисунке 1.1 приведена структурная схема данной системы, установленной на гидрогенераторах корпорации Bentley Newada.

System 1 – дистрибутивный программный продукт, основанный на технологии SQL Server (SQL – структурированные запросы данных). Состоит из следующих основных блоков:

1. Система сбора данных с удалённых мест.
2. Система мониторинга.
3. Экспертная база знаний – «HydroXRulepak».
4. Автоматизированная система развития и внутрисистемного тестирования новых элементов, поступающих в базу знаний (посредством встроенной системы искусственного интеллекта).
5. Система пользовательского интерфейса для технического персонала.

При постановке окончательного диагноза участвуют все отделы экспертной базы знаний. Процесс развития системы проходит в двух направлениях. На верхнем, управляющем уровне едиными приняты объектно-ориентированные языки высокого уровня C++ и Java [5]. В самой базе знаний основной программной конструкцией, облегчающей выдачу конкретного диагноза, является конструкция IF THEN. Наличие данных программных конструкций наиболее удобно для процесса выявления конкретного дефекта.

Одной из таких программных систем является австралийская управляющая компьютерная система Level5 Object, входящая в состав экспертной системы.

К наиболее крупным экспертным диагностическим системам следует отнести и экспертную систему контроля и диагностики HTGS – HydroTurbineGeneratorSets, используемую на ГЭС GezhoubaHydroPowerPlant (КНР) [6]. Одной из отличительных сторон данной системы является наличие специального программного обеспечения, моделирующего процессы, протекающие в гидрогенераторе – турбине. Это позволяет сравнить соответствующие показатели нормального режима работы оборудования и показания датчиков, указывающие на развитие некоторого дефекта.

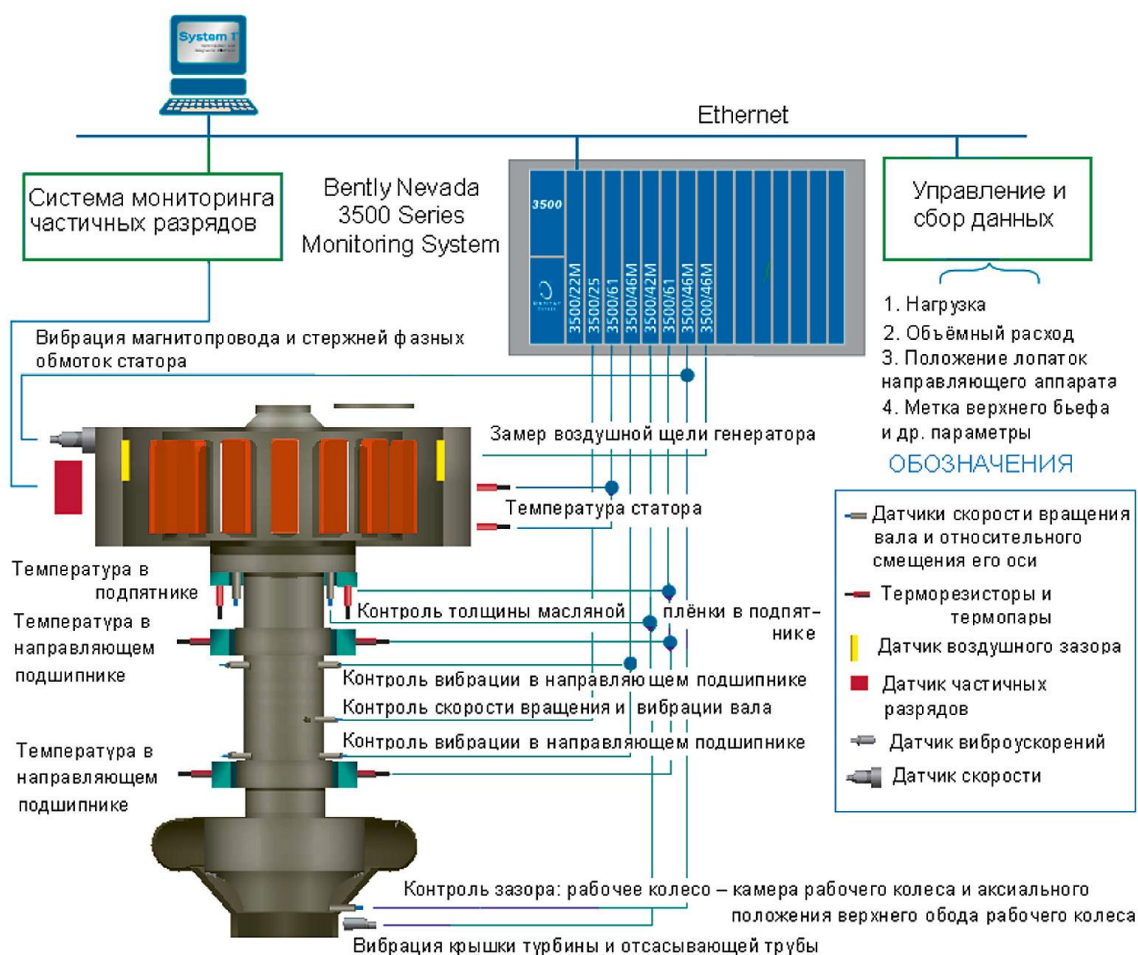


Рисунок 1.1- Структурная схема элементов системы мониторинга System 1

Все возможные режимы работы гидрогенератора с турбиной (рабочий, переходный, нерабочий) описываются набором структурных элементов с

привлечением сетей Петри, позволяющих с достаточной точностью идентифицировать сбои в работе гидрогенератора.

Примером российской системы, способной решить перечисленные задачи, является система контроля и диагностики параметров турбо- и гидрогенераторов СТК–ЭР производства НПФ «Ракурс» [5].

Программно-технический комплекс технологического мониторинга параметров турбо- и гидрогенераторов и их вспомогательных систем СТК–ЭР осуществляет измерение заданного набора технологических параметров:

- температуры активных частей, подшипников, охлаждающих сред;
- электрических величин;
- параметров влажности воздуха и прочие параметры.

Система также проверяет нахождение этих параметров в пределах заданного диапазона с выдачей соответствующих сигналов и сообщений, если имеют место отклонения от этого диапазона. В случае сбоя или отказа измерительных устройств и средств контроля в работе генератора, либо вспомогательного оборудования самой системы СТК–ЭР, также выдаётся соответствующее сообщение.

Система СТК-ЭР позволяет решать следующие эксплуатационные и диагностические задачи:

1. Проводить мониторинг генератора с выдачей мнемосхем, таблиц параметров, графиков зависимости параметров от времени, диаграммы мощности и другой оперативной информации.

2. Обеспечивать ввод или корректировку параметров измерительных каналов: диапазон измерения по каждому параметру или группе параметров, вводить и выводить из обработки любые обрабатываемые параметры генератора с терминала системы без нарушения процесса контроля и диагностирования и т. д. При этом все процедуры ввода защищены от несанкционированного доступа.

3. Проводить автоматизированную калибровку измерительных каналов.

4. Прогнозировать аварийные ситуации и выдавать сигналы и рекомендации по их ликвидации.

5. Обеспечивать выработку управляющих воздействий по реализации технологических защит агрегата.

6. Выполнять диагностические алгоритмы, а также проводить специальную математическую обработку параметров и накопление статистических данных по надежности, условиям эксплуатации и определению ресурса генератора.

7. Выполнять операции по контролю и управлению рабочими и пусковыми процессами генератора и его вспомогательных систем в соответствии с заданными алгоритмами.

8. Создавать архив накопленных данных, включая технологические параметры генератора, отклонений от нормального режима работы генератора и его вспомогательных систем, отклонений от нормального режима измерительных средств, электронных блоков, коммуникаций и программного обеспечения СТК-ЭР, а также проводить фиксацию сбоев и отказов отдельных измерительных каналов с целью обобщения опыта эксплуатации агрегата.

9. Проводить контроль метрологической достоверности результатов работы СТК-ЭР.

В состав расширенных конфигураций СТК-ЭР могут входить:

- подсистема мониторинга вибрации элементов статора;
- подсистема мониторинга электрического сопротивления изоляции ротора;
- подсистема мониторинга витковых замыканий в обмотке ротора турбогенератора;
- подсистема мониторинга увлажнения высоковольтной изоляции межфазных зон обмотки статора;
- подсистема температурной диагностики турбогенераторов с водяным охлаждением.

Оборудованием СТК-ЭР оснащены гидрогенераторы Красноярской ГЭС, гидрогенераторы Шекснинской ГЭС, гидрогенераторы Загорской ГАЭС; гидрогенераторы Волховской ГЭС-6, Нижнесвирской ГЭС-9, оборудование Пермской ГРЭС и другие крупные российские и зарубежные гидроэнергетические комплексы [8].

Во ВНИИЭ разработаны ЭС диагностики гидрогенераторов, программное обеспечение которых базируется на оболочке программного комплекса ЭСКОНТ с законченными функциональными блоками, отражающими специфику процедуры диагностирования и принятия решений. Структурная схема оболочки ЭСКОНТ показана на рисунке в приложении Б.

Отличительными особенностями оболочки ЭСКОНТ являются:

- использование универсального банка данных для большого массива информации и перекачка данных из этого банка в базу знаний;

- одновременное использование документальной информации, вводимой вручную в банк данных, и измерительной информации, вводимой в ЭС автоматически от системы оперативного контроля объекта в реальном масштабе времени;

- наличие множества баз знаний и баз правил, количество которых определяется набором технологических задач, обслуживаемых данной ЭС;

- наличие банка технологических задач и блока выбора задач, выполняющего распознавание поступающей на вход информации, классификацию этой информации по принадлежности к решаемым технологическим задачам;

- наличие блоков анализа достаточности информации для выбора задачи, установления диагноза и принятия решения.

Экспертная, система ВИБРЭКС для вибрационной диагностики гидроагрегатов является примером реализации концепции оболочки ЭСКОНТ и может сочетаться с любой стационарной или виброизмерительной системой. При выработке рекомендаций в ЭС используются три вида информации:

входные параметры системы оперативного контроля, выходные данные математических моделей и документальная информация об «истории жизни» объекта.

Типовой объем параметров контроля, принятый для системы ВИБРЭКС, включает в себя значения вибраций всех основных узлов гидроагрегата, биения валопровода и вспомогательные величины, необходимые для анализа вибрационного состояния.

Алгоритмы, заложенные в систему ВИБРЭКС, позволяют диагностировать следующие неисправности гидрогенератора, турбины и опорных узлов гидроагрегата:

- ослабления и обрывы креплений лобовых частей обмотки статора;
- резонансные колебания сердечника статора при несимметричных нагрузках;
- электрический и механический небалансы ротора генератора;
- увеличение зазоров в генераторном подшипнике;
- повышенную волнистость зеркальной поверхности диска подпятника;
- излом во фланцевом соединении надставки вала и ротора генератора;
- неперпендикулярность плоскости пяты к оси вала агрегата;
- механический небаланс рабочего колеса турбины и ряд других неисправностей.

Структурная схема логического вывода экспертной системы ВИБРЭКС (рисунок в приложении В) является достаточно общей для широкого класса задач технической диагностики.

Экспертная система ЭСТРИ создана для оценки эксплуатационного состояния термореактивной изоляции обмотки статора гидрогенератора.

Система ЭСТРИ состоит из пяти независимых модулей:

«Увлажнение» - для оценки степени увлажненности изоляции по изменению сопротивления изоляции обмотки статора.

«Истирание» - для анализа признаков истирания изоляции лобовых

частей обмотки статора.

«Озон» - для анализа причин возникновения повышенного содержания озона в охлаждающем воздухе.

«Пробой» - для установления причин пробоя стержня во время профилактических испытаний (с разборкой стержня).

«Осмотр» - для анализа результатов профилактического обследования гидрогенераторов с воздушным и водяным охлаждением.

Система ЭСТРИ является диагностической диалоговой системой с ручным вводом информации и предназначена для консультационной помощи персоналу ГЭС, выполняющему профилактику и ремонт изоляции обмотки статора.

Структура базы знаний для всех модулей одинакова и выполнена в виде семантической сети. Логические алгоритмы имеют вид программ-рассуждений.

Экспертная система позволяет анализировать множество ситуаций. Например, модуль «Осмотр» контролирует около 100 ситуаций, связанных с обнаружением наиболее характерных признаков неисправностей изоляции, для каждой неисправности вырабатываются рекомендации.

Экспертные системы ВИБРЭКС и ЭСТРИ в настоящее время разработаны и для турбогенераторов ТЭС.

Экспертная система ИНФЭС, используя функции оболочки ЭСКОНТ в части ввода, хранения и анализа документальной информации об «истории Жизни» агрегатов, вырабатывает рекомендации об очередности вывода гидроагрегатов в текущий ремонт с учетом накопленных неисправностей за весь период эксплуатации. Неисправности ранжируются по степени их опасности, а одним из критериев оценки эксплуатационного состояния агрегатов является частота обнаружения неисправностей в процессе ремонтно-профилактического обслуживания.

ВНИИЭ совместно с фирмой PowerGen (Англия) разработана демонстрационная модель экспертной системы оперативной диагностики

турбогенератора ЭСТГОД, которая представляет собой специальный программный комплекс для раннего обнаружения характерных неисправностей турбогенератора, валопровода и опорных узлов агрегата. Демонстрационная модель, помимо собственно экспертной системы, включает в себя модель системы оперативного контроля с математическим представлением первичных сигналов и формированием параметров для работы ЭС. Система фиксирует начальную стадию развития дефектов и вырабатывает рекомендации оперативному и обслуживающему персоналу.

В МЭИ рассматриваются вопросы представления знаний о состоянии оборудования электростанций и процесс диагностики на основе декомпозиционной модели, построенной на базе метода структурного инварианта. Полученная структурно-функциональная модель (СФМ) объекта диагностики служит для формирования базы знаний экспертной диагностической системы.

Процесс преобразования энергии в синхронном генераторе можно декомпозировать на подпроцессы функционирования и связанные с ними структурные элементы до желаемого уровня глубины диагностики.

СФМ позволяет использовать и координировать существующие частные диагностические модели и алгоритмы, знания экспертов, организовать их взаимодействие под управлением экспертной системы. Наличие причинно-следственных связей, с одной стороны, облегчает задачу локализации места возникновения дефекта, с другой - позволяет более точно определить состояние оборудования в момент диагностики, так как неисправность не рассматривается как статическое состояние, а моделируется сетью причинно-следственных связей как динамический процесс. Это позволяет определить ход развития дефекта в прошлом, а также предсказать его развитие в будущем.

Процесс диагностики оборудования электростанций осуществляется следующим образом:

1. Система оперативного контроля и диагностики проводит анализ и

обработку информации, полученной от измерительных приборов и датчиков. При отклонении параметров от нормы и необходимости глубокого анализа возникшей ситуации, вводится в действие экспертная система.

2.Экспертная система с помощью метаправил, заложенных в механизме логического вывода, знаний о процессе функционирования и причинно-следственных связях между подпроцессами и элементами объекта диагностики, записанных в базе знаний, путем проверки и оценки технических состояний узлов, элементов СФМ осуществляет локализацию места возникновения дефекта. При необходимости ЭС использует соответствующие математические модели для идентификации дефектов и оценки технического состояния подозрительных элементов СФМ, а также диагностируемого объекта в целом.

Предложенная методика для формального описания процесса функционирования исследуемого объекта и формирования базы знаний экспертной системы реализована в экспертной системе управления гидроагрегатом ГЭС и в прототипной экспертной системе контроля и диагностики состояния гидротехнических сооружений ГЭС.

Экспертная система фирмы Hitachi - для определения степени старения изоляции - базируется на количественной оценке остаточного срока службы термореактивной изоляции обмотки статора на основе ускоренных испытаний на старение, а также анализа результатов диагностических измерений на конкретной машине. Точность оценки повышается с учетом результатов обследования, расчетов усталости и износа, анализа предыстории эксплуатации для всех отдельных видов узлов гидрогенератора, закладываемых в базу знаний. В предыстории описывается вид и число сильных воздействий - ошибочных синхронизаций, коротких замыканий, выходов из строя систем охлаждения, асинхронных и несимметричных режимов работы и т.д. Предыстория часто определяет необходимый объем диагностических исследований и является основой для расчета усталости и износа узлов генератора.

Одной из наиболее совершенных является централизованная система диагностического обслуживания фирмы «Вестингауз» (США) Техасской энергосистемы. Система обслуживает 15 турбогенераторов на двух ТЭС и одной АЭС, причем диагностируется несколько сотен потенциальных дефектов. На каждой электростанции существует центр по сбору и обработке информации, поступающей от агрегатной системы эксплуатационного контроля с выходом на местный терминал и устройством связи с единым диагностическим центром. Для диагностирования, прогнозирования развития дефектов и выработки рекомендаций используются экспертная система и специалисты диагностического центра, корректирующие решения ЭС и наращивающие ее базу правил. За счет использования диагностического обслуживания коэффициент вынужденных простоев контролируемых агрегатов снизился с 3,3 до 0,15 %.

Таким образом, продление срока службы генераторов возможно за счет внедрения эффективных методов и средств контроля и обнаружения дефектов на ранней стадии развития, использования типовых программ комплексного обследования на работоспособность, методов постановки диагноза и выработки решения о дальнейшей эксплуатации машины с помощью экспертных систем.

За рубежом освоены и другие методы:

- измерение высокочастотных разрядов, надежно выявляющее дефекты изоляции стержней и токоведущих частей;

- определение плотности заклиновки стержней статора в пазу с помощью устройства, состоящего из бойка с электромагнитным приводом и анализатора шумов, возникающих при ударах;

- проверка усилия прессовки стали сердечника статора, производимая устройством, сходным со штангенциркулем, который вводится в расточку статора и охватывает через вентиляционные каналы отдельные пакеты стали;

- контроль состояния сердечника статора при малых значениях индукции.

В настоящее время фирма AdwelIndustries (Англия) выпускает широко

используемые в мире портативные устройства контроля сердечника статора E1CID (электромагнитный детектор дефектов сердечника). При этом контроле намагничивающая обмотка создает в сердечнике магнитный поток с индукцией порядка 0,1-0,2 Тл. Контур тока, циркулирующего при замыкании отдельных пластин сердечника через стяжную призму и место замыкания, вызывает поток рассеяния, фиксируемый измерительной катушкой.

Для намагничивания вспомогательного накладного ярма с намотанной на него катушкой возбуждения магнитного потока используется методика с возбуждением только части сердечника статора. Дефект обнаруживает себя изменением потока рассеяния, которое выявляется схемой компенсации по величине и фазе протекающего в индикаторной катушке тока.

Такая методика уменьшает время обследования гидрогенератора до одной смены, а потребляемую мощность - на три порядка.

Обследования генераторов с целью определения их работоспособности дополняются результатами непрерывного контроля их состояния в работе. Контроль пазовых и частичных разрядов выявляет ослабление креплений обмоток в пазу, ухудшение состояния полупроводящего покрытия, расслоения изоляции. Широкое распространение за рубежом получил анализатор частичных разрядов, выпускаемый в Канаде фирмой FES International. Для измерения частичных разрядов используются емкостные датчики («куплеры»), размещаемые как на лобовых частях обмотки, так и в пазах.

Перегрев обмотки во время работы контролируется штатными технологическими средствами, учитывающими, например, разницу в тепловых характеристиках различных частей обмоток и сердечника и использующими группирование точек контроля по зонам аналогичных тепловых характеристик или разницу в динамике нагрева различных точек для повышения информативности измерений.

Контроль воздушного зазора выявляет очень опасные дефекты, которые могут привести к авариям с задеванием ротора за статор, с разрушением

обмоток, стали статора и полюсов. Для этого используются как оптические, так и емкостные датчики фирмы Vibro-Meter (Канада). В настоящее время емкостные датчики установлены более чем на 70 гидрогенераторах Канады и США (максимальное число датчиков на одной машине - 12).

Наиболее надежным способом непрерывного контроля состояния многих узлов гидроагрегата является измерение вибрации. Известно, что около 90 % дефектов в гидроагрегатах возникают из-за механических воздействий и могут быть выявлены при измерениях вибрации. В частности, таким образом определяется состояние крепления обмотки в пазах и лобовых частях.

В настоящее время самое сложное из устройств непрерывного контроля - сканирующая система, разработанная в США. Для выявления местных нагревов статора в этой системе используется линейка термоэлектрических датчиков, установленная на роторе в междуполюсном пространстве так, чтобы постоянно сканировать поверхность расточки статора.

Развивающиеся повреждения стержней обмотки, сопровождающиеся частичными или пазовыми разрядами в изоляции, выявляются радиочастотным датчиком, представляющим собой дипольную антенну с ферритовым сердечником.

Воздушный зазор измеряется двумя индуктивно связанными катушками, закрепленными в зазоре. В зазоре определяется также вращающаяся составляющая магнитного поля, выявляющая замыкание витков в катушках статора. Кроме того, измеряются составляющие магнитного поля по всем трем осям. При этом используются датчики Холла.

Для выявления ослабления клиньев, лобовых частей, вибрации сердечника статора служат три акустических датчика – микрофона. Вибрация ротора измеряется с помощью датчика ускорения, смонтированного в блоке датчиков междуполюсного пространства. Там же размещено устройство питания датчиков и микроволновый передатчик или вход оптической телеметрической системы, с помощью которых данные передаются с ротора на

статор.

Кроме того, система контролирует температуру воздуха в зазоре, работу подшипников, щеточно-контактного аппарата, КПД турбины, появление кавитационных явлений в ней.

В отечественной энергетике можно отметить локальную систему диагностического обслуживания гидрогенераторов Красноярской ГЭС. Лаборатория технической диагностики функционирует с 1972 г. и в плановом порядке решает различные диагностические задачи, в том числе осуществляет вибрационную диагностику обмотки и сердечника статора, выявляет закупорки полых элементарных проводников стержней обмотки статора, оценивает тепловое состояние по данным штатной установки СТК-400 и цветowych термоиндикаторов, пополняет банки диагностических данных. В лаборатории осваиваются новые диагностические методы, в частности методы для хроматографического анализа газовыделяющих термоиндикаторов, внедряется опытная установка контроля перегревов на основе ионизационной камеры. Рекомендации лаборатории технической диагностики учитываются при планировании ремонтов ГГ. Но опыт Красноярской ГЭС остается до некоторой степени уникальным. Разработанные в последние годы способы выявления дефектов основных узлов на ранней стадии их развития без полной разборки машины представлены в таблице 1.1.

Таблица 1.1 - Способы выявления дефектов гидрогенераторов

Перечень дефектов	Способы выявления дефектов в гидрогенераторе
Смещение статора Расцентровка подпятника	Измерение температуры направляющих подшипников
Износ подшипников Ослабление болтов корпуса подпятника Витковое замыкание в роторе Двойное замыкание на землю в роторе Эксцентриситет ротора Искажение формы ротора	Контроль вибрации направляющих подшипников
Износ подшипников Витковое замыкание в роторе Двойное замыкание на землю в роторе Эксцентриситет ротора Искажение формы ротора	Контроль вибрации вала
Ослабление крепления стержней статора Ослабление прессовки сердечника Выпучивание пластин стали	Определение и анализ вибрации

Продолжение таблицы 1.1

Перечень дефектов	Способы выявления дефектов в гидрогенераторе
Износ подшипников	Определение качества смазочного масла
Ослабление прессовки сердечника Выпучивание пластин стали Износ подшипников Ослабление демпферной обмотки	Измерение уровня шумов
Деформация статора Смещение статора Износ подшипников Расцентровка подпятника	Контроль воздушного зазора относительно ротора
Расцентровка подпятника	Измерение температуры подпятника
Износ полупроводящего слоя обмотки Ослабление крепления стержней статора	Измерение частичных разрядов

2 Вибрационные испытания гидрогенераторов

2.1 Обоснование важности вибрационных испытаний

Одним из основных факторов, определяющих надежную эксплуатацию гидроагрегатов, является величина и характер вибрации агрегата в целом и отдельных его узлов. Повышенные уровни вибрации гидроагрегатов являются одним из признаков различных неисправностей их конструктивных узлов, которые при своем развитии ведут к снижению показателей эксплуатационной надежности агрегатов. Вибрационные испытания и мониторинг состояния гидроагрегатов в процессе эксплуатации - важнейший элемент системы организации технического обслуживания и ремонта оборудования. Повышенная вибрация конструктивных узлов гидроагрегатов вызывает ухудшение эксплуатационных свойств оборудования за счет ослабления креплений, образования зон усталостных разрушений в металле и сварных швах, повреждений рабочих колес гидротурбин, перегрева и повышенного износа направляющих подшипников, повреждений узлов крепления сердечника статора генератора, нарушения изоляции и пробоев обмоток статора, ослабления прессовки сердечника статора и т.д. Помимо повреждений, вызванных непосредственно вибрацией, возможно появление повреждений, возникающих из-за электрических, тепловых и других процессов, которые могут являться следствием повышенных вибраций.

В связи с вышеизложенным и в соответствии с требованиями:

- Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ;
- Правил организации технического обслуживания и ремонта оборудования, зданий и сооружений электростанций и сетей. СО 34.04.181-2003;
- Стандарта СТО 17330282.27.140.001-2006 "Методики оценки технического состояния основного оборудования гидроэлектростанций"

было выполнено:

- проведение измерений параметров вибрации стальных конструкций статоров гидрогенераторов и опорных конструкций гидроагрегатов;
- обработка и анализ результатов испытаний, определение и оценка вибрационного состояния агрегатов;
- определение возможных причин повышенной вибрации;
- разработка рекомендаций по снижению повышенной вибрации и улучшению вибрационного состояния гидроагрегатов;
- разработка рекомендаций по наиболее благоприятным, с точки зрения вибрационного состояния, режимам эксплуатации агрегатов.

2.2 Вибрационные испытания гидроагрегатов Волжской ГЭС

2.2.1 Вибрационные испытания гидроагрегата №13 Волжской ГЭС

После реконструкции гидроагрегата №13 ставили своей целью:

- определение вибрационного состояния опорных узлов гидроагрегата при его работе на всех эксплуатационных режимах и проведение (при необходимости) балансировки ротора;
- определение состояния стальных конструкций статора генератора;
- оценку вибрационного состояния гидроагрегата в соответствии с действующим нормативным документом СТО 17330282.27.140.001-2006 «Методики оценки технического состояния основного оборудования гидроэлектростанций».

Для выполнения поставленной цели исследовалась работа гидроагрегата на всех эксплуатационных режимах от холостого хода до максимальной мощности.

Испытания проводились на комбинаторной зависимости и включали измерение следующих величин:

- биение вала в зоне турбинного и генераторного подшипников в двух взаимно-перпендикулярных направлениях (ВБ-НБ и ПБ-ЛБ);
- радиальные вибрации корпуса турбинного и генераторного подшипников в направлениях (ВБ-НБ и ПБ-ЛБ);
- вертикальные вибрации опоры подпятника;
- вертикальные вибрации крышки турбины;
- вертикальные вибрации верхней крестовины;
- вибрация спинки статора генератора возле стыков;
- вибрация корпуса статора генератора;
- мощность гидроагрегата;
- открытие направляющего аппарата;
- угол разворота лопастей рабочего колеса;
- отметки уровней верхнего и нижнего бьефов;
- отметка оборотов.

Измерение абсолютной вибрации производилось с помощью виброакселерометров ИВП-05-0,8/200. Каждый акселерометр откалиброван в диапазоне частот 0,8 – 200 Гц. Для измерения биения вала (относительной вибрации) использовались бесконтактные датчики перемещения вихретокового типа ДПА-М18 фирмы SENSOR. Рабочий диапазон применяемых датчиков биения вала составляет 0-250 Гц, калибровка производится непосредственно на месте измерения – для учета влияния материала, из которого изготовлен вал гидроагрегата. Схема расположения датчиков на гидроагрегате приведена на рисунке 2.1.

Сигналы от датчиков измерения вибрации и биения вала передавались в компьютер с использованием 16-ти канального АЦП типа E14-440 фирмы LCARD. Запись и обработка сигналов (продолжительность записи 16 секунд при частоте дискретизации 1164 Гц) осуществлялась с помощью прикладного программного обеспечения и включала определение среднего значения вибрации ($2A_{cp}$), вычисленного по среднеквадратическому значению ($СКЗ$),

размаха биений вала ($2A_{\max}$), а также выделение основных частотных составляющих вибрации и биений вала ($2A$).

Оценка вибрационного состояния машины осуществлялась в соответствии с приложением И.3.3. действующего нормативного документа СТО 17330282.27.140.001-2006 «Методики оценки технического состояния основного оборудования гидроэлектростанций».

По этому документу оценка абсолютной вибрации опорных конструкций гидроагрегата производится по размаху виброперемещения каждой его частотной составляющей и по суммарному осредненному размаху виброперемещения с использованием зависимости, приведенной на рисунке 2.2. При этом оценка суммарного размаха виброперемещения проводится по нормам для низшей из составляющих частот (в данном случае – для оборотной частоты $f_{06} = 1,14$ Гц). Из всех оценок принимается худшая.

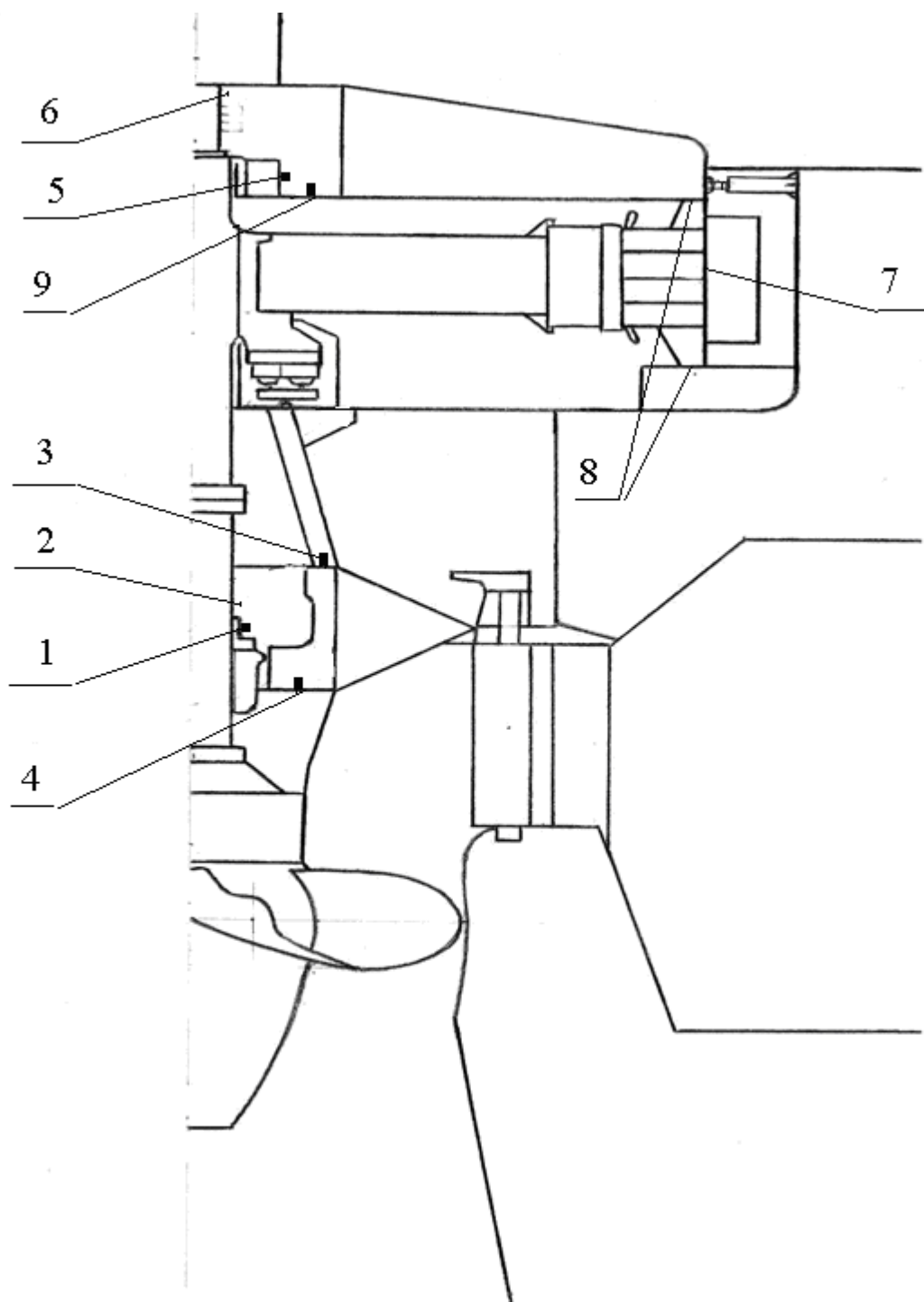


Рисунок 2.1- Схема установки датчиков вибрации на гидроагрегате:

1 – радиальная вибрация ТП, 2 – биение вала возле ТП, 3 – вертикальная вибрация опоры подпятника, 4 – вертикальная вибрация крышки турбины, 5 – радиальная вибрация ГП, 6 – биение вала возле ГП, 7 – вибрация спинки статора генератора, 8 – вибрация корпуса статора генератора, 9 – вертикальная вибрация верхней крестовины

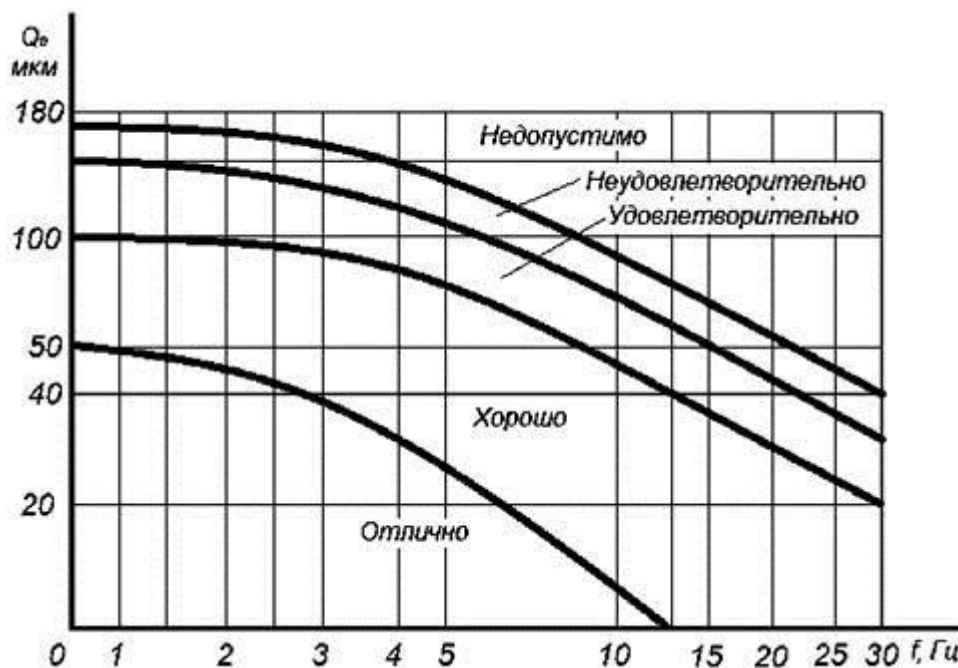


Рисунок 2.2 - Оценка вибраций опорных конструкций гидроагрегата

Что касается биений вала в зоне направляющих подшипников, то, в соответствии с пунктом И.3.3.5. указанного СТО, оценку их уровня следует производить сравнением результатов измерения с предельными значениями, установленными на основе рекомендаций заводов-изготовителей гидротурбины и гидрогенератора. Для исследуемого гидроагрегата они составляют:

- турбинный подшипник: $2A_{\text{макс ТП}} = 0,40$ мм.
- генераторный подшипник: $2A_{\text{макс ГП}} = 0,36$ мм.

2.2.2 Природа основных частотных составляющих вибрации

Вибрации опорных узлов гидроагрегата имеют весьма широкий частотный спектр. Опишем ниже физическую природу основных составляющих этого спектра на исследуемом гидроагрегате ст. №13 Волжской ГЭС.

1) Колебания с частотой $f < 1,14$ Гц.

Колебания с частотой, ниже оборотной ($f_{об} = 1,14$ Гц) называются также низкочастотными колебаниями и связаны, как правило, с появлением вихревого жгута под рабочим колесом. Причиной образования такого жгута является неполнаяработка окружной составляющей скорости в точках левее и правее

оптимума по КПД, в результате чего выход потока с рабочего колеса получается неосевым. Поскольку гидроагрегаты Волжской ГЭС являются поворотно-лопастными, при работе на комбинаторной зависимости выход потока с лопастей рабочего колеса всегда оказывается осевым, жгут не появляется, и соответствующие колебания отсутствуют в спектре. Исключение составляет работа гидроагрегата на пропеллерной характеристике минимального угла ($\varphi = -10,80$), до выхода на комбинаторную зависимость, где индуцированные жгутом колебания хорошо прослеживаются в спектре биений вала, на частоте, равной примерно 0,23-0,38 Гц. После выхода гидроагрегата на комбинаторную зависимость низкочастотные вибрации исчезают.

Колебания оборотной частоты ($f_{об} = 1,14$ Гц) вызываются силами небаланса, жестко связанными с ротором гидроагрегата. В общем случае они могут иметь механическое, электрическое и гидравлическое происхождение. Причинами возникновения сил механического небаланса могут быть наличие неуравновешенной массы на роторе агрегата, излом линии вала во фланцевом соединении, несоосность турбинного и генераторного валов и т.д. Причинами электрического небаланса гидроагрегата, как правило, являются неудовлетворительная форма ротора генератора или витковое замыкание полюсов. Он обнаруживается по изменению вибраций оборотной частоты корпуса генераторного подшипника на холостом ходу при включении возбуждения. Что касается гидравлического небаланса, то он формируется на рабочем колесе турбины. Он вызывается технологическими отклонениями в лопастной системе, прежде всего по углу установки лопастей, в результате чего в межлопастных каналах рабочего колеса протекает разный объем воды. Как следствие, диагностическим признаком гидравлического небаланса рабочего колеса является изменение радиальной вибрации оборотной частоты корпуса турбинного подшипника с увеличением мощности (расхода воды) гидротурбины.

2) Колебания двойной оборотной частоты ($f_{2об} = 2,28$ Гц).

Колебания двойной оборотной частоты, как правило, связаны с механическими причинами, такими как несоосность валов турбины и генератора, разница в жесткостях подшипников, эллипсность вала и т. п.

3) Колебания с частотами $f = 3 \div 5$ Гц.

Данные вибрации являются собственными колебаниями ротора гидроагрегата в поперечном направлении. На исследуемом гидроагрегате они проявляются в радиальных и вертикальных вибрациях при работе турбины на пропеллерном угле, до выхода гидротурбины на комбинаторную зависимость. В этом случае лопасти рабочего колеса еще плохо согласованы с элементами подвода, что приводит к ударному натеканию потока и к проявлению в спектре вибраций собственных частот ротора гидроагрегата. После выхода гидроагрегата на комбинаторную зависимость данные колебания исчезают.

4) Колебания лопастной частоты ($f_{лоп} = z_{рк} \cdot f_{об} = 5 \cdot 1,14$ Гц = 5,7 Гц).

Появление в спектре вибраций лопастной частоты вызывается взаимодействием постоянной гидравлической силы со стороны подвода с лопастной системой рабочего колеса. Сила данного взаимодействия будет тем выше, чем меньше угол охвата спиральной камеры (увеличивается неравномерность подвода потока) и чем меньше количество лопастей рабочего колеса (увеличивается вклад каждой лопасти во взаимодействие). На гидроагрегате ст. №13 Волжской ГЭС угол охвата спиральной камеры ($\varphi = 135^\circ$) и число лопастей рабочего колеса ($z_{рк} = 5$) невелики, и потому колебания лопастной частоты оказываются хорошо заметны в спектре.

5) Колебания с частотами $f = 7 \div 9$ Гц.

Данные колебания, по-видимому, являются собственными частотами ротора гидроагрегата в осевом направлении. На исследуемом гидроагрегате они проявляются в вертикальных вибрациях при работе на первом пропеллерном угле, до выхода гидроагрегата на комбинаторную зависимость. Так же как и в случае с колебаниями частотой $3 \div 5$ Гц на этих режимах лопасти рабочего

колеса плохо согласованы с элементами подвода, что приводит к ударному натеканию потока и к проявлению в спектре вертикальных вибраций собственных частот ротора гидроагрегата. После выхода гидроагрегата на комбинаторную зависимость данные колебания исчезают.

2.2.3 Результаты вибрационных испытаний

Вибрационные испытания гидроагрегата ст. №13 Волжской ГЭС проводились после его реконструкции, 23 июля 2015 года, при напоре $H = 25,08$ м ($ВБ = 14,91$ м, $НБ = -10,17$ м) и высоте отсасывания $H_s = -0,53$ м. Замеры вибраций и перемещений вала осуществлялись во всем диапазоне мощностных режимов гидроагрегата – от холостого хода турбины до максимальной мощности $N_a = 125,5$ МВт (открытие $a_0 = 68,6\%$ при данном напоре). Основные параметры турбины ПЛ-30-ВБ-930 приведены в Приложении Г.

Результаты вибрационных испытаний приведены в табличной форме в Приложении Д. Ниже рассмотрено вибрационное состояние основных узлов исследуемого гидроагрегата более подробно.

2.2.3.1 Результаты вибрационных испытаний турбинного подшипника

Радиальная вибрация корпуса турбинного подшипника невелика, ее общий уровень на всех мощностных режимах не превышает $2A_{ср} = 40$ мкм. Преобладающей в спектре является составляющая оборотной частоты $f_{об} = 1,14$ Гц, величина которой слабо зависит от режима работы гидроагрегата (см. рисунок 2.3-2.5) и не превышает $2A_{об} = 10$ мкм. Такой низкий уровень оборотной составляющей радиальной вибрации свидетельствует о хорошей механической и гидравлической сбалансированности рабочего колеса новой турбины.

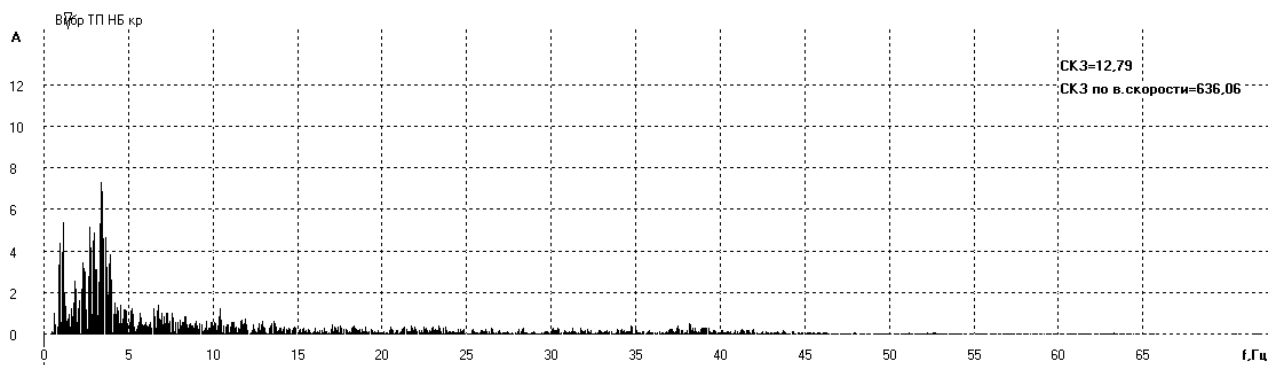


Рисунок 2.3 - Спектр радиальных вибраций корпуса турбинного подшипника на мощности гидроагрегата $N = 30$ МВт ($a_0=24,8\%$), $2A = F(f)$

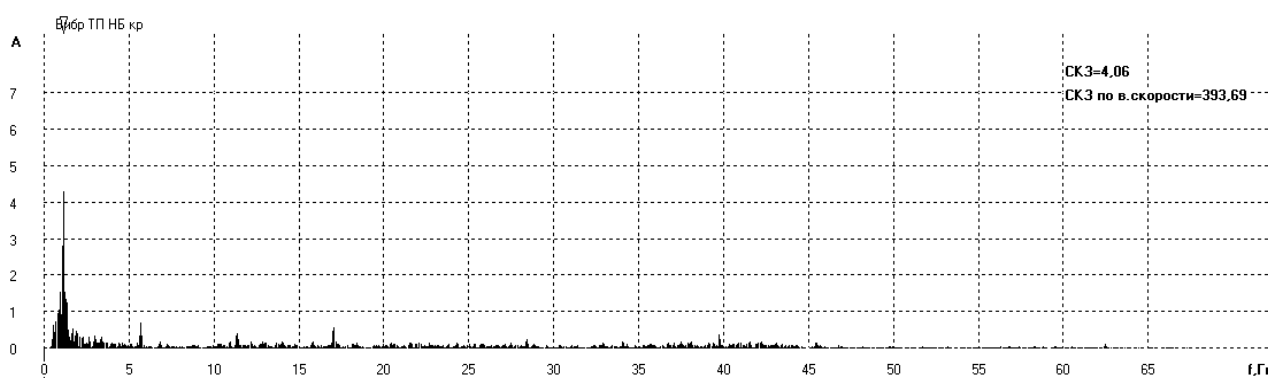


Рисунок 2.4 - Спектр радиальных вибраций корпуса турбинного подшипника на мощности гидроагрегата $N = 50$ МВт ($a_0=41,5\%$), $2A = F(f)$

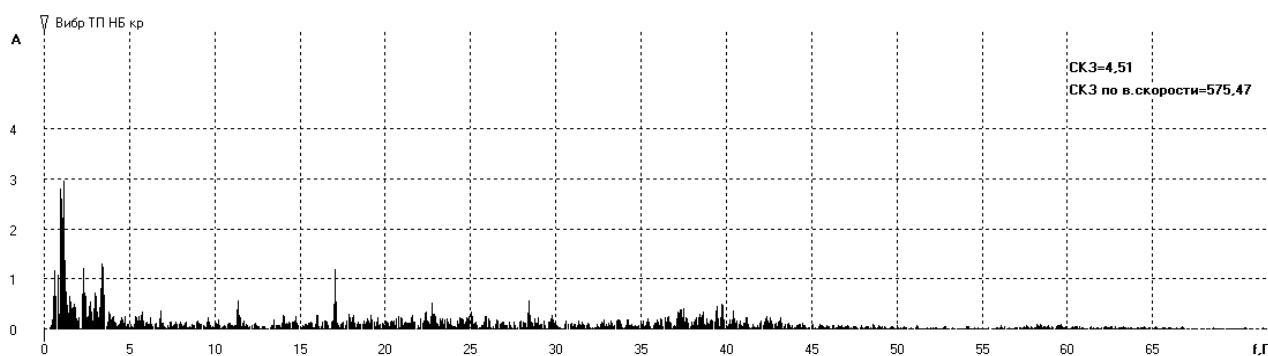


Рисунок 2.5 - Спектр радиальных вибраций корпуса турбинного подшипника на мощности гидроагрегата $N = 125,5$ МВт ($a_0=68,6\%$), $2A = F(f)$

Помимо оборотной составляющей в спектре радиальной вибрации корпуса турбинного подшипника присутствуют колебания с частотами $3 \div 5$ Гц (см. рисунок 2.3). Эти вибрации связаны с работой гидроагрегата на первом пропеллерном угле, когда лопасти рабочего колеса обтекаются с ударами, что приводит к колебаниям ротора на собственных частотах. После выхода на комбинаторную зависимость вибрации с частотой $3 \div 5$ Гц практически

пропадают (см. рисунок 2.4, рисунок 2.5), и поэтому общий уровень радиальной вибрации турбинного подшипника на комбинаторных режимах работы ($N_a \geq 40$ МВт) гидроагрегата ниже (см. рисунок 2.6).

На малых мощностях присутствуют также низкочастотные вибрации «жгутового» происхождения, частота которых составляет $0,2 \div 0,4$ Гц, в связи с чем эти вибрации не могут быть зафиксированы датчиками абсолютной вибрации, рабочий диапазон которых начинается с $0,8$ Гц. Поэтому в действительности на этих режимах общий уровень вибрации больше указанного в таблице Д.2 Приложения Д.

$2A$, мкм

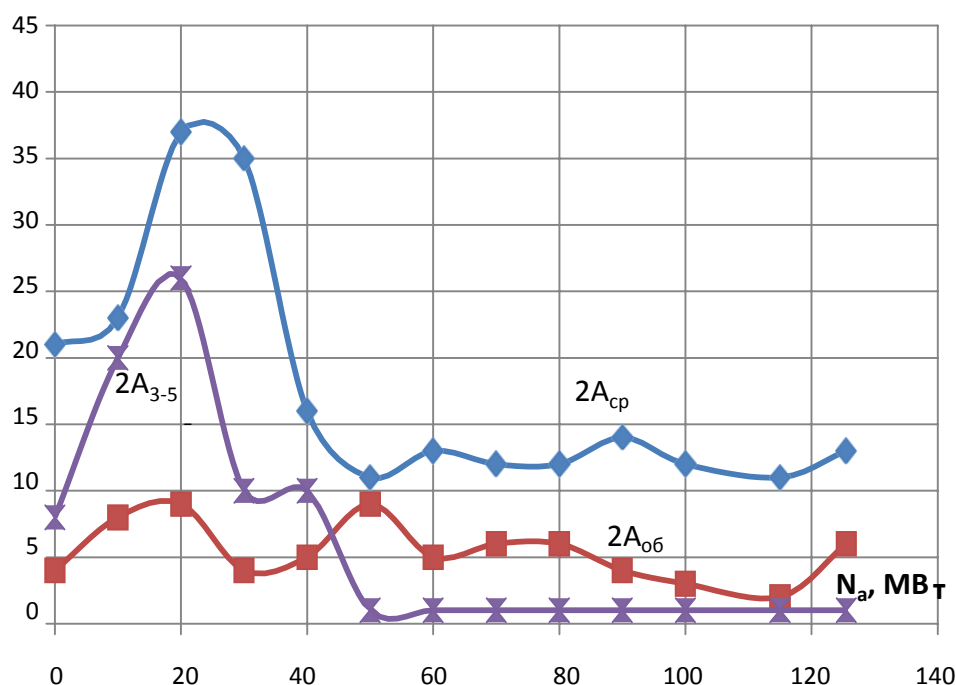


Рисунок 2.6 - Зависимость уровня радиальной вибрации корпуса турбинного подшипника от мощности гидроагрегата, $2A = f(N)$

Это подтверждается измерениями биения вала возле турбинного подшипника, рабочий диапазон которых начинается от 0 Гц. Из таблицы Д.1 Приложения Д видно, что на холостом ходу и нагрузках <40 МВт здесь наблюдаются колебания с частотами ниже оборотной. После выхода на комбинаторные режимы низкочастотная составляющая биения вала исчезает (см. рисунок 2.7).

Максимальный размах биения возле турбинного подшипника не превышает предельного значения $2A_{\text{макс}} \text{ ТП} = 0,40 \text{ мм}$, данного заводом-изготовителем, во всем диапазоне режимов (см. рисунок 2.7). Однако, учитывая, что работа гидроагрегата с наличием жгута под рабочим колесом запрещается, рекомендуется избегать длительной эксплуатации гидроагрегата №13 Волжской ГЭС в диапазоне мощностей $0 \div 40 \text{ МВт}$ при напоре $H = 25,08 \text{ м}$.

$2A, \text{ мкм}$

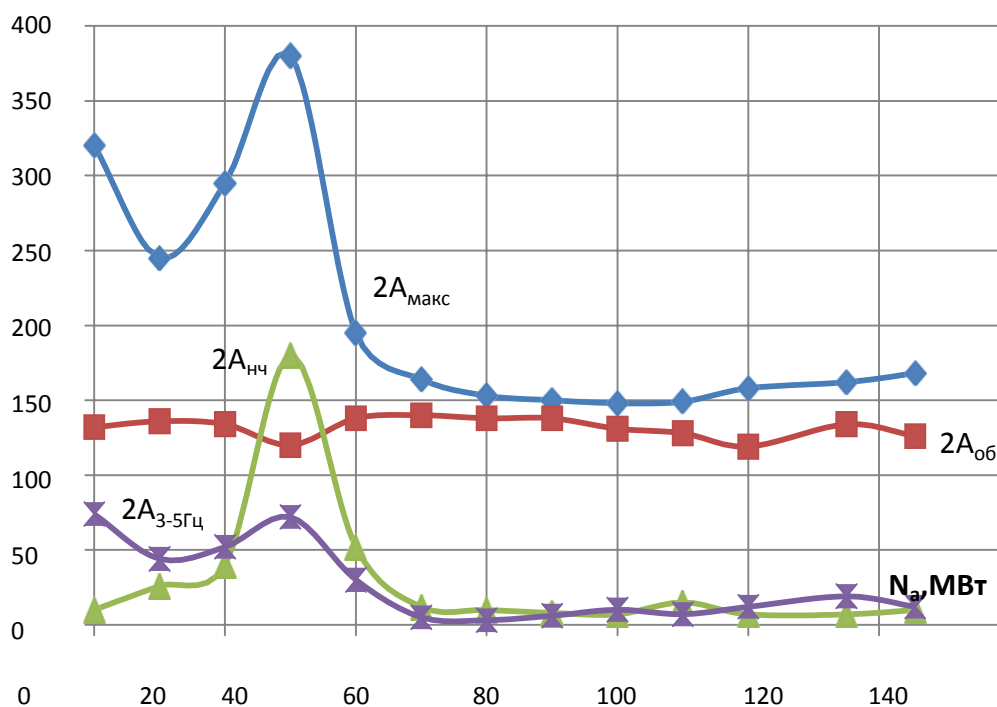


Рисунок 2.7 - Зависимость уровня биения вала возле турбинного подшипника от мощности гидроагрегата, $2A = f(N_a)$, напр. ВБ-НБ

2.2.3.2 Результаты вибрационных испытаний генераторного подшипника

Генераторный подшипник является одним из наиболее нагруженных опорных узлов исследуемого гидроагрегата. В вибрационном спектре превалирует оборотная составляющая, на режиме холостого хода без возбуждения достигающая величины $2A_{\text{об}} = 61 \div 72 \text{ мкм}$. Этот уровень связан с

механическим небалансом ротора генератора. При включении возбуждения величина оборотной частоты становится равной $2A_{об} = 65 \div 84$ мкм. Тот факт, что после включения возбуждения оборотная составляющая возрастает несильно, свидетельствует о фактическом отсутствии электрического небаланса ротора генератора, и, следовательно, о нормальной работе всех полюсов ротора, об удовлетворительной форме ротора генератора и о равномерной величине воздушного зазора.

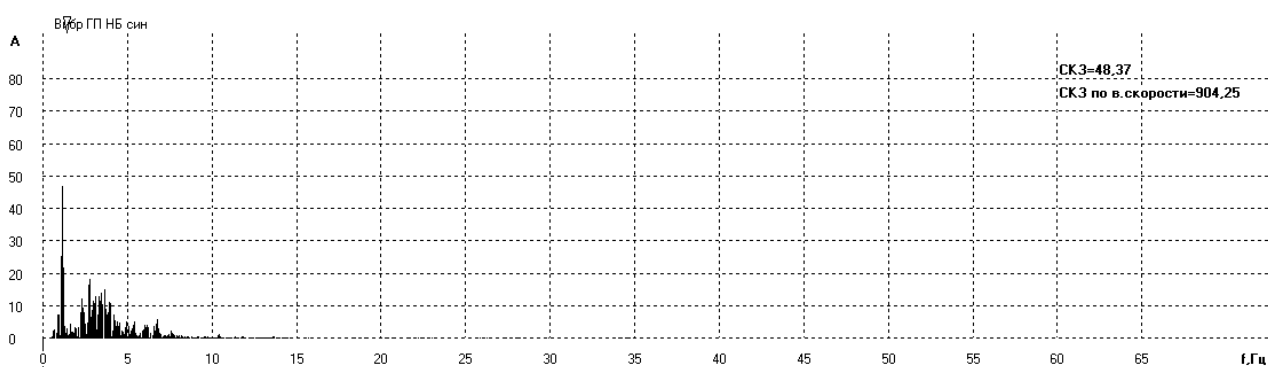


Рисунок 2.8 - Спектр радиальных вибраций корпуса генераторного подшипника на мощности гидроагрегата $N = 30$ МВт ($a_0 = 24,8\%$), $2A = F(f)$

На холостом ходу и малых нагрузках в спектре радиальных вибраций корпуса генераторного подшипника наблюдаются колебания с частотой $3 \div 5$ Гц (рисунок 2.8), связанные с ударным обтеканием лопастей рабочего колеса при минимальном угле установки. Колебания $3 \div 5$ Гц исчезают после выхода гидроагрегата на комбинаторную зависимость (см. рисунок 2.9, 2.10); в связи с этим на мощностных режимах выше 40 МВт общий уровень радиальной вибрации генераторного подшипника заметно снижается и не превышает величины $2A_{ср} = 90$ мкм (см. рисунок 2.11).

В спектре биений вала возле генераторного подшипника также преобладает оборотная составляющая, а на режимах малой мощности (< 40 МВт) заметны низкочастотные колебания «жгутового» происхождения и колебания на частотах $3 \div 5$ Гц, связанные с ударным обтеканием лопастей. После выхода гидроагрегата на комбинаторную зависимость жгутовые и ударные нагрузки исчезают, общий уровень биения вала снижается, составляя

около $2A_{\text{макс}} = 0,25 \div 0,28$ мм, что меньше рекомендованной заводом-изготовителем уставки ($2A_{\text{макс ГП}} = 0,36$ мм) и не накладывает ограничений на эксплуатацию гидроагрегата (см. рисунок 2.12).

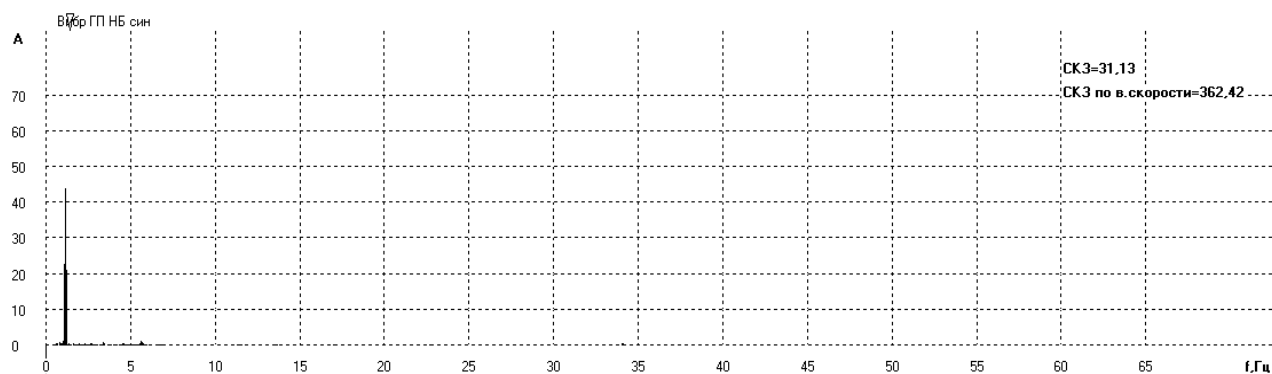


Рисунок 2.9 - Спектр радиальных вибраций корпуса генераторного подшипника на мощности гидроагрегата $N = 50$ МВт ($a_0 = 41,5\%$), $2A = F(f)$

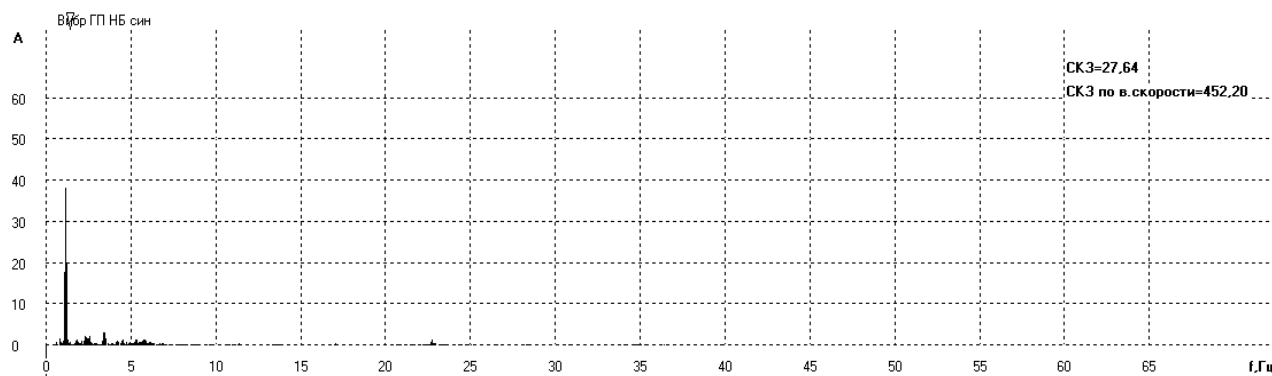


Рисунок 2.10 - Спектр радиальных вибраций корпуса генераторного подшипника на мощности гидроагрегата $N = 125,5$ МВт ($a_0 = 68,6\%$), $2A = F(f)$

В связи с тем, что уровень биения вала возле генераторного подшипника не превышает заводской уставки, а механический небаланс ротора генератора не вносит ограничений в работу гидроагрегата (вызываемая им радиальная вибрация обратной частоты не превышает величины $2A_{\text{об}} = 61 \div 72$ мкм), был сделан вывод о том, что динамическая балансировка ротора гидроагрегата по результатам проведенных вибрационных испытаний не требуется.

$2A$, мкм

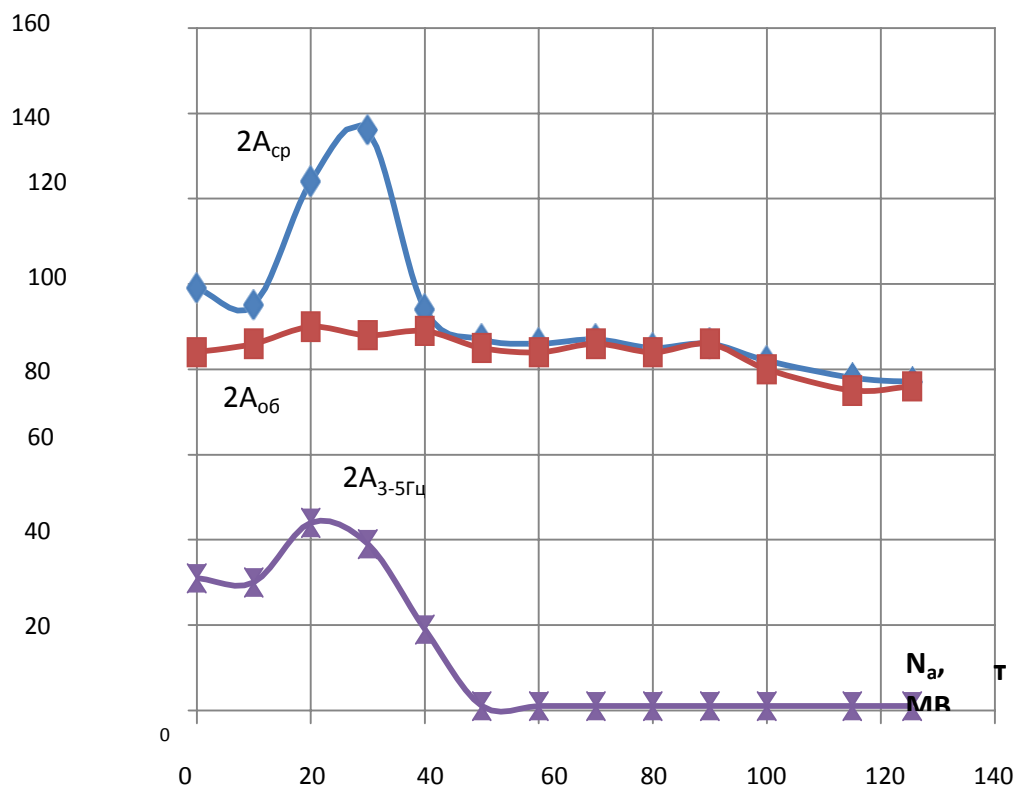


Рисунок 2.11 - Зависимость уровня радиальной вибрации корпуса генераторного подшипника от мощности гидроагрегата, $2A = f(N_a)$

$2A$, мкм

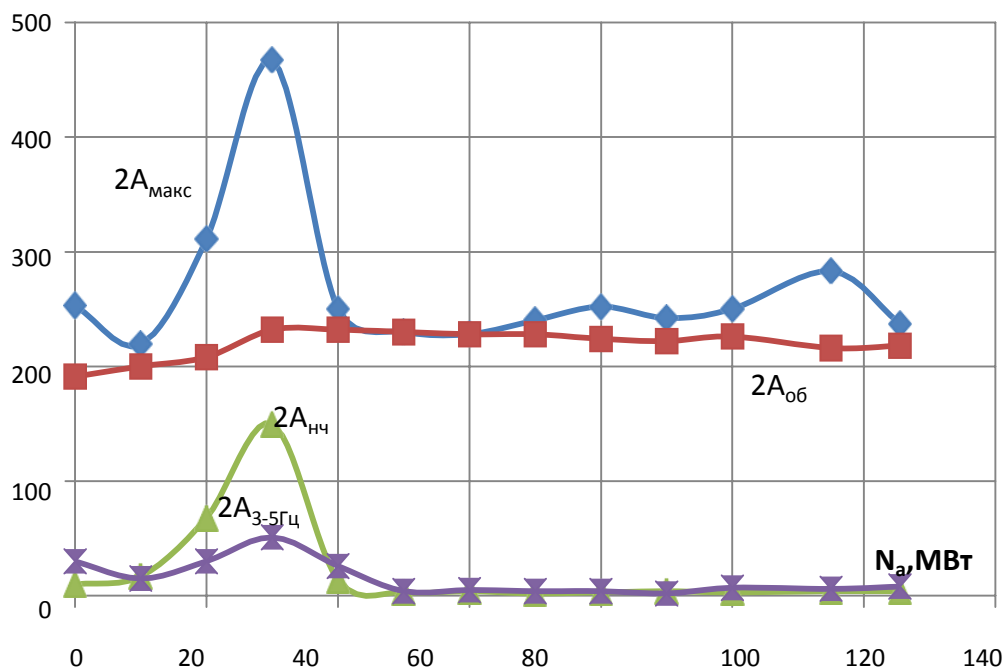


Рисунок 2.12 - Зависимость уровня биения вала возле турбинного подшипника от мощности гидроагрегата, $2A = f(N_a)$, напр. ВБ-НБ

2.2.3.3 Результаты вибрационных испытаний опоры подпятника и крышки турбины

Спектр вертикальных вибраций опоры подпятника достаточно разнообразен и включает в себя оборотную ($f_{об} = 1,14$ Гц) и лопастную ($f_{лоп} = 5,7$ Гц) составляющие, а также частоты собственных колебаний ротора гидроагрегата в поперечном ($f = 3 \div 5$ Гц) и продольном ($f = 7 \div 9$ Гц) направлениях.

Оборотная составляющая вертикальной вибрации невелика; на режимах высокой мощности она не превышает значений $2A_{об} = 12$ мкм и слабо зависит от роста нагрузки.

При этом на режиме холостого хода и малых мощностей присутствуют колебания на частотах $3 \div 5$ Гц и $7 \div 9$ Гц, связанные с ударным обтеканием лопастей рабочего колеса (см. рисунок 2.13). После выхода гидроагрегата на комбинаторную зависимость эти колебания исчезают (см. рисунок 2.14); при этом в спектре становится хорошо заметен пик вибрации на лопастной частоте $f_{доп} = 5,7$ Гц, связанной с влиянием неравномерности подвода потока спиральной камерой к лопастям рабочего колеса (см. рисунок 2.14-2.15).

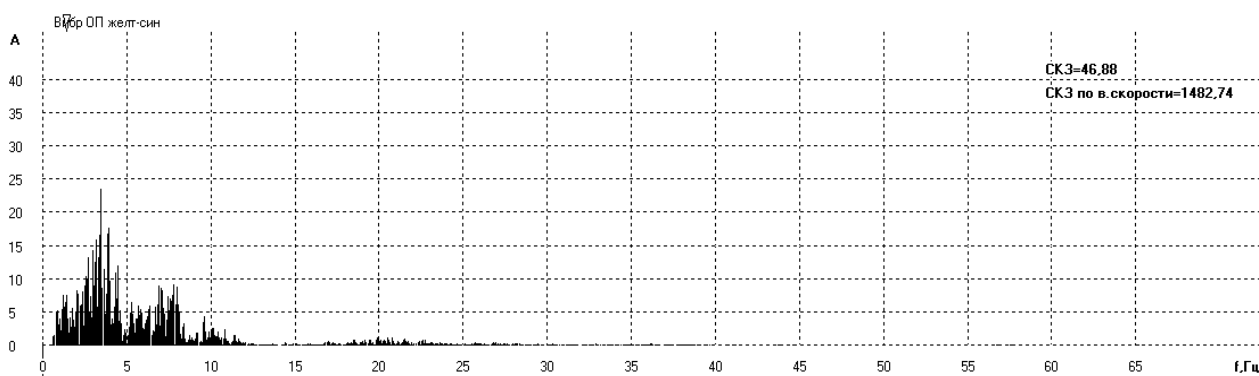


Рисунок 2.13 - Спектр вертикальной вибрации опоры подпятника на мощности гидроагрегата $N = 30$ МВт ($a_0 = 24,8\%$), напр. ВБ-НБ, $2A = F(f)$

Однако, несмотря на наличие лопастной нагрузки, общий уровень вертикальной вибрации опоры подпятника на мощностях ≥ 40 МВт не превышает $2A_{\text{ср}} = 40$ мкм.

Что касается вертикальных вибраций крышки турбины, то они полностью совпадают с вибрациями опоры подпятника по виду спектра и по характеру в зависимости от режима, как правило, имея при этом несколько меньший уровень (см. рисунок 2.16). Это свидетельствует о том, что опора подпятника и крышка турбины работают как единый узел, передающий все осевые усилия от подпятника на статор гидротурбины.

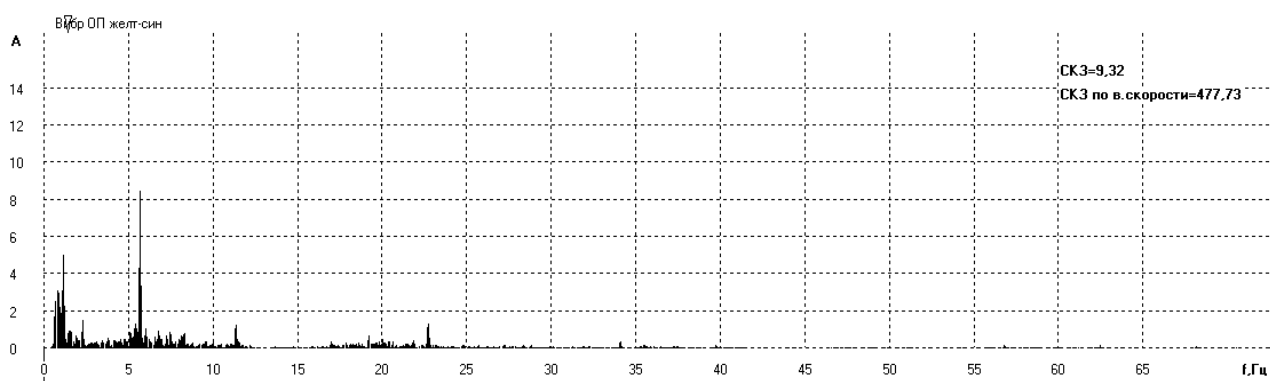


Рисунок 2.14 - Спектр вертикальной вибрации опоры подпятника на мощности гидроагрегата N = 50 МВт ($a_0=41,5\%$), напр. ВБ-НБ, $2A = F(f)$

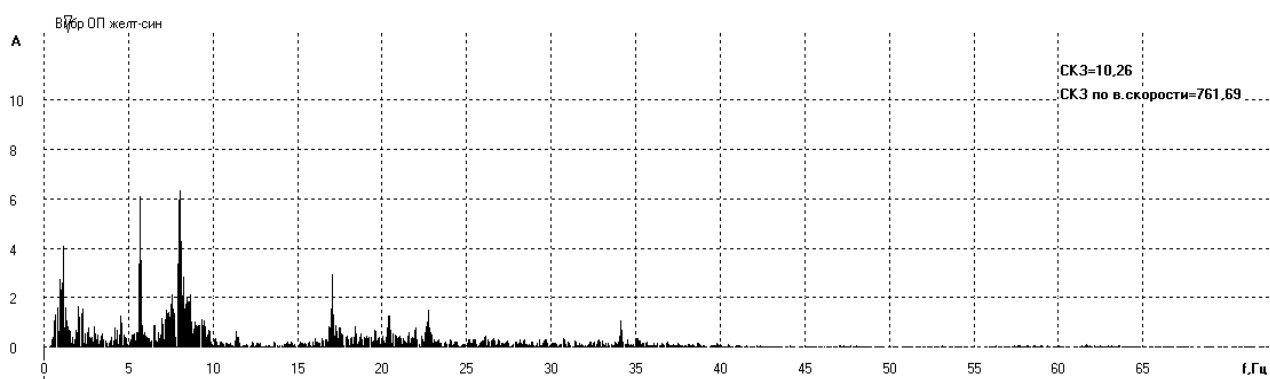


Рисунок 2.15 - Спектр вертикальной вибрации опоры подпятника на мощности гидроагрегата N = 125,5 МВт ($a_0=68,6\%$), напр. ВБ-НБ, $2A = F(f)$

$2A_{\text{ср}}, \text{ мкм}$

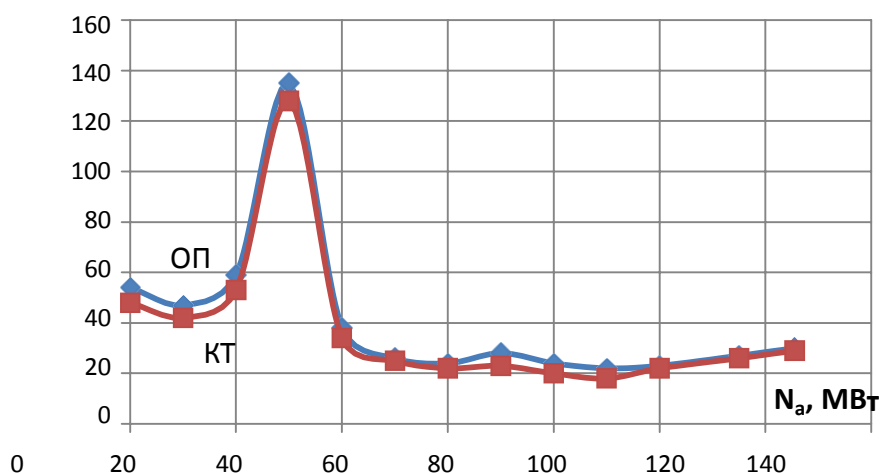


Рисунок 2.16 - Зависимость уровня вертикальной вибрации опоры подпятника (ОП) и крышки турбины (КТ) от мощности гидроагрегата, $2A = f(N)$

2.2.3.4 Результаты вибрационных испытаний конструкций статора

Характерный спектр вибраций спинки сердечника статора генератора приведен на рисунке 2.17. На нем хорошо видны основные составляющие – 100 Гц и полигармоническая низкочастотная, состоящая из оборотной ($f_{об} = 1,14$ Гц) и кратных ей частот ($2 \cdot f_{об}$, $3 \cdot f_{об}$, $4 \cdot f_{об}$, и т. д.). В соответствии с пунктом И.4. СТО 17330282.27.140.001-2006 оценке подлежат обе эти составляющие.

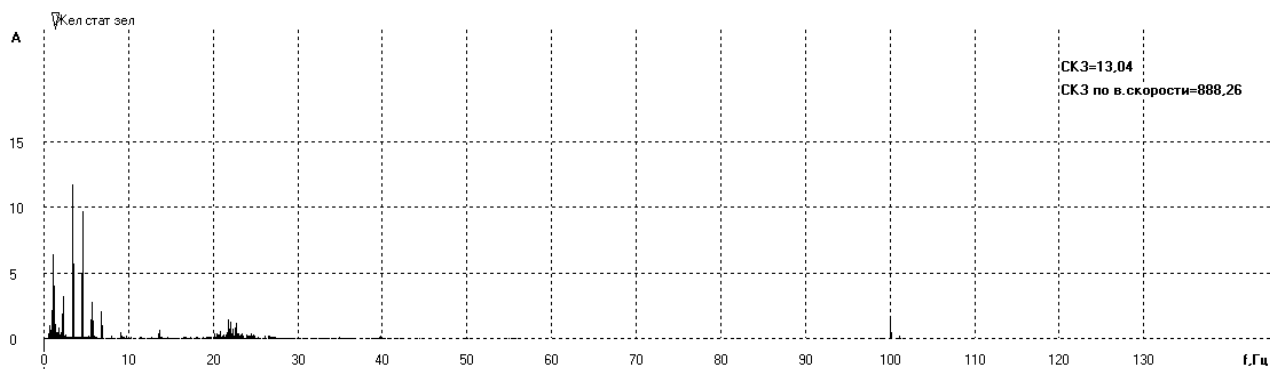


Рисунок 2.17 - Спектр радиальных вибраций спинки статора генератора на мощности гидроагрегата $N = 125,5$ МВт ($a_0 = 68,6\%$), $2A = F(f)$

Результаты измерений вибрации на спинке сердечника статора генератора приведены в таблицах Д.6-Д.7 Приложения Д. В связи с объективной обстановкой в процессе испытаний, записи были получены только при «горячем» сердечнике ($t > 500$). Уровень вибрации спинки сердечника статора невысок: составляющая 100 Гц не превышает $2A_{100 \text{ Гц}} = 3 \text{ мкм}$, полигармоническая низкочастотная составляющая не превышает $2A_{\text{нч}} = 65 \text{ мкм}$. Эти величины соответствуют «удовлетворительной» оценке вибрационного состояния и не вносят никаких ограничений в текущую эксплуатацию гидроагрегата.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

На сегодняшний день развитие систем диагностики гидрогенераторов подходит к своей кульминации. Современные технологии семимильными шагами приближают системы диагностики к апогею своего развития, особенно это прослеживается по системам диагностики создаваемым за рубежом. В нашей же стране развитие систем диагностики долгое время находилось на уровне середины 80-х годов прошлого века, вследствие затяжного экономического и политического кризисов, которые последовали за развалом СССР. Отечественная промышленность начала навёрстывать отставание в этой области лишь с середины 2000-ых годов, и вряд ли наверстает в ближайшие 5-10 лет, особенно если учитывать экономический кризис последних 2 лет в России и приближающийся мировой экономический кризис.

Ввиду выше изложенного следует сделать вывод, что, по крайней мере в нашей стране, ещё достаточно долгое время системы диагностики по своей сути будут представлять системы мониторинга. Да и применение систем диагностики в их классическом виде далеко не всегда целесообразно, потому как правильность и надёжность их работы, зачастую вызывающее сомнение, вряд ли будет компенсировать их высокую цену. Поэтому самым оптимальным решением было бы адаптирование уже ныне существующих систем мониторинга под особенности конкретного гидроагрегата. Ведь ныне существующие нормы разного рода регламентных документов, будь то ПТЭ,СТО,ГОСТ и прочие, устанавливают лишь предельные значения определённых параметров. А как известно болезнь проще предотвратить, чем лечить, поэтому система мониторинга могла бы отследить зарождающийся дефект на начальной стадии. Для этого необходимо проанализировать работу гидроагрегата за определённый период и в системе мониторинга ввести дополнительные уставки, помимо регламентированных, которые соответственно не будут противоречить последним.

При срабатывании этих уставок выдаётся сигнализация оперативному персоналу, который по прибытии на место делает анализ всей ситуации, и после этого принимает решение. Если же подобного рода решение будет принимать система диагностики, то велика вероятность ошибки, потому как даже системы диагностики последнего поколения использующие эвристические алгоритмы на основе метаправил, не могут учитывать все нюансы эксплуатации гидроагрегата. А стоит ли говорить, что цена ошибки системы диагностики, которая встроена в систему АСУТП всей станции, и таким образом контролирующая несколько агрегатов, вырастает многократно. По сравнению с этим пресловутый «человеческий фактор» не выглядит таким уж устрашающим.

Следовательно, можно сделать вывод, что истина в споре между человеком и машиной, как всегда, окажется посередине. Поэтому при эксплуатации гидроагрегатов необходимо сочетать внедрение новейших разработок в области систем диагностики с постоянным контролем со стороны оперативного персонала.

Что касается практической части диссертации, то по итогам проведённой работы по измерению вибрации и анализу полученных результатов, можно сделать вывод, что в связи с тем, что работа гидротурбины с наличием вихревого жгута под рабочим колесом, приводящего к росту биений вала, должна быть запрещена, а так же с тем, что обтекание лопастей рабочего колеса на первом пропеллерном угле сопровождается ударами и ростом абсолютной вибрации, рекомендуется избегать длительной эксплуатации гидроагрегата ст. №13 Волжской ГЭС на мощностях $N = 0 \div 40$ МВт.

Проведем оценку вибрационного состояния опорных узлов гидроагрегата ст. №13 Волжской ГЭС в соответствии с действующим нормативным документом СТО 17330282.27.140.001-2006 «Методики оценки технического состояния основного оборудования гидроэлектростанций».

Согласно этим нормам, вибрационное состояние опорных узлов при работе гидроагрегата ст. №13 Волжской ГЭС на мощностях $N = 40 \div 125,5$ МВт (при $H = 25,08$ м, $H_s = -0,53$ м) оценивается следующим образом:

Турбинный подшипник - отлично;

Генераторный подшипник - хорошо;

Опора подпятника - отлично;

Крышка турбины - отлично;

Стальные конструкции статора:

Низкочастотная составляющая - удовлетворительно;

Составляющая 100 Гц - удовлетворительно.

Биеение вала в зоне турбинного и генераторного подшипников не превышает предельных значений, рекомендованных заводами-изготовителями, во всем диапазоне режимов.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Мамиконянц Л.Г., Элькинд Ю.М. Обнаружение дефектов гидрогенераторов.-Москва Энергоатомиздат 1985.
2. Алиомаров А.Г. Повышение эффективности эксплуатации оборудования ГЭС за счёт введения автоматизированной системы контроля и оперативной диагностики состояния агрегатов: Автореф. дисс. канд. тех. Наук.- Москва: МЭИ, 2005.
3. Алексеев Б.А. Определение состояния (диагностика) крупных гидрогенераторов. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2002.– 144 с.
4. Lewis P., Grant J. and Evens J. Experience with Hydro Generator Expert Systems // Iris Rotating Machine Conference, June 2008, Long Beach, Ca, 6 P.
5. Potter C., Negnevitsky M. An Expert System for Hydro Electric Generator Scheduling In Tasmania // Journal of Electric & Electronic Engineers, Australia. 2003. Vol. 22. №3.– P. 167 – 171.
6. Современная система контроля и диагностики турбо-и гидрогенераторов СТК– ЭР // Энергетика и промышленность России. № 12 (152) июнь 2010 года. – С. 17.
7. Официальный сайт Научно-производственной фирмы«РАКУРС». Референт-лист. [Электронный ресурс] /Режим доступа: <http://www.rakurs.com>
8. Ниязов Н.Т. Разработка экспертной системы контроля состояния вертикальных гидрогенераторов // Автореферат диссертации на соискание ученой степени к.т.н. – Бишкек , 2006. – 19 с.
9. Жданович А.А. Контроль и мониторинг эксплуатационного состояния гидроагрегатов на основе теории нечётких множеств // Автореферат диссертации на соискание ученой степени к.т.н. – Новосибирск, 2010. – 23 с.
10. Белоглазов А.В. Разработка адаптивных средств выявления неисправностей и стратегии обслуживания гидроагрегатов // Автореферат диссертации на соискание учёной степени к.т.н. – Новосибирск, 2011.– 22 с.

11. Заключение по обследованию вибрационного состояния статоров гидрогенераторов Горьковской ГЭС. Технический отчет ВНИИЭ, авт. КЯслищпй Б.В., М., 1969.

12. Диагностирование термических дефектов в магнитопроводах гидрогенераторов // Дефектоскопия АН СССР. - 1986. - Я, С. 6-13 (Наслян Т.А., Нэмени Г.М., Гуцин Е.В.).

13. Исследование температурного поля зубцовой зоны мощного гидрогенератора // Тезисы докл. Республ.н-т.совещания "Автоматизация технологических процессов гидроэнергетических комплексов". -Ташкент, 1983, С. 49-50 (Наслян Т.А., Нэмени Т.М.).

14. А.с. №1157367 (СССР). Устройство для контроля температуры зубцовой зоны гидрогенератора /Опубл. в Б.И., 1985 (Свет Д.Я., Нэмени Т.М., Пантелеев А.М. и др.).

15. О контроле вибрационного состояние статоров гидрогенераторов. Эксплуатационный циркуляр ГГУ в эксплуатации энергосистем Минэнерго СССР, *Э-7/75, М., 1975.

16. Петров D.B., Сучкова P.B., Цветков B.A., Анализ вибрационного состояния гидрогенераторов СВ-1500/200-88. "Электрические станции", 1973, JEI2.

17. Отчёт о проведенных исследованиях эксплуатационного и вибрационного состояния гидрогенераторов СВКр-1340/150-96 Кременчугской ГЭС. ВНИИЭ, авт. Кислицкий Б.В. , П., 1971.

18. Карташкин Б.А., Исследование прочности узлов крепления и резонансных вибраций статоров гидрогенераторов. Кандидатская диссертация, М., 1963.

19. Рабинович В.М., Упругие колебания и виброизоляция статоров турбогенераторов. Кандидатская диссертация, Л., 1968.

20. Дукинтау А.А., Анчуков А.Н. О вибрации сердечника статора гидрогенератора. "Электрические станции", 1972, *4.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Функциональная схема системы диагностики



Рисунок А.1 – Функциональная схема системы диагностики

Функциональная схема системы диагностики ЭСКОНТ



ПРИЛОЖЕНИЕ В

Функциональная схема системы диагностики ВИБРЭКС

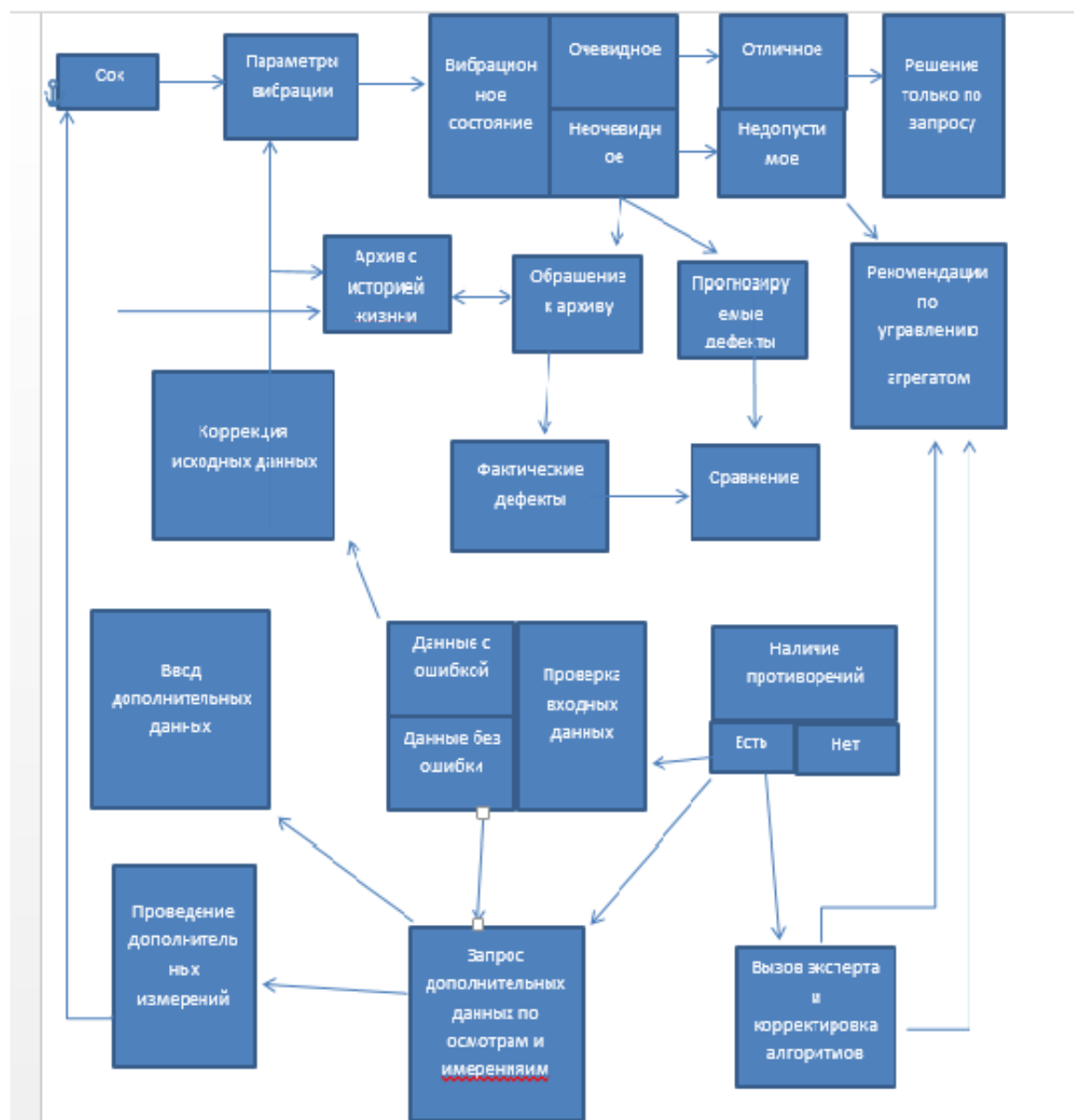


Рисунок В.1 - Функциональная схема системы диагностики ВИБРЭКС

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Основные параметры турбины ПЛ30-ВБ-930

Таблица Г.1 – Основные параметры турбины ПЛ30-ВБ-930

Тип турбины	ПЛ30-ВБ-930
Мощность турбины номинальная, МВт	129
Напор, м	
расчетный H_p	21,5
максимальный $H_{\text{макс}}$	27,0
минимальный $H_{\text{мин}}$	14,0
Допустимая высота отсасывания H_s при H_p и N_p , м.	-2,5
Частота вращения, об/мин	
номинальная $n_{\text{ном}}$	68,2
разгонная $n_{\text{разг}}$	141
диаметр рабочего колеса D_1 , м	9,3
число лопастей рабочего колеса z_1 , шт.	5
отметка рабочего колеса, м	-10,7
число лопаток направляющего аппарата z_0 , шт.	32
угол охвата спиральной камеры, град.	135

ПРИЛОЖЕНИЕД

Результаты виброиспытаний гидроагрегата №13

Таблица Д.1 - Биение вала возле турбинного подшипника, 2А

Измеряется в микрометрах

Режимные параметры				ТП НБ						ТП ПБ					
N _а , МВт	а ₀ , %	S _{шт} , мм	φ, град	2A _{max}	Составляющие с частотой, Гц					2A _{max}	Составляющие с частотой, Гц				
					<1,1	1,1	2,2	3÷5	5,		<1,1	1,1	2,2	3÷5	5,
ххбв	6,1	11	-	220	10	67	8	58	-	261	16	30	3	90	4
ххсв	6,3	11	-	320	10	132	12	74	2	285	16	76	12	74	4
1	12,	19	-	245	26	136	7	44	6	216	30	76	8	50	5
2	17,	26	-	295	40	134	16	52	8	328	92	85	10	64	7
3	24,	35	-	380	180	120	24	72	6	430	200	80	20	50	6
4	35,	49	-	195	52	138	8	30	4	212	60	76	14	70	4
5	41,	56	-9,0	164	12	140	4	5	4	105	10	74	4	11	3
6	46,	62	-6,7	153	10	138	7	3	4	104	6	73	6	8	3
7	49,	66	-4,7	150	8	138	2	6	4	113	11	76	5	12	3
8	53,	71	-2,6	148	7	131	7	10	4	109	16	79	5	8	3
9	57,	76	0,0	149	15	128	9	7	4	132	22	95	7	8	4
100	61,	80	2,4	158	7	119	9	12	2	137	6	86	8	10	4
115	65,	86	5,7	162	7	134	20	19	3	167	8	112	18	12	3
125,5	68,	90	8,2	168	10	126	18	12	5	158	14	114	18	17	4

Таблица Д. 2 - Биение вала возле генераторного подшипника, 2А

Измеряется в микрометрах

Режимные параметры				ГП НБ						ГП ПБ					
N _а , МВт	а ₀ , %	S _{шт} , мм	φ, град	2A _{max}	Составляющие с частотой, Гц					2A _{max}	Составляющие с частотой, Гц				
					<1,1	1,14	2,2	3÷5	5,		<1,1	1,14	2,2	3÷5	5,
ххбв	6,1	11	-	185	6	170	10	16	2	187	2	155	5	14	3
ххсв	6,3	11	-	253	10	191	8	30	-	181	4	156	6	21	-
1	12,	19	-	219	17	200	5	15	-	187	16	160	3	14	-
2	17,	26	-	311	68	208	6	30	4	277	55	173	6	18	5
3	24,	35	-	467	150	232	16	51	4	344	132	182	10	37	-
4	35,	49	-	250	14	232	4	26	3	220	10	182	5	23	3
5	41,	56	-9,0	230	3	230	3	4	3	196	2	180	3	3	3
6	46,	62	-6,7	228	4	228	6	5	3	186	2	177	3	3	2
7	49,	66	-4,7	240	2	228	4	4	3	199	-	177	4	13	3
8	53,	71	-2,6	252	3	224	6	4	3	216	4	173	4	9	2
9	57,	76	0,0	242	4	222	6	2	2	201	6	168	5	8	2
100	61,	80	2,4	250	3	226	8	7	3	272	2	172	4	10	2
115	65,	86	5,7	283	4	216	13	6	2	191	3	162	8	12	2
125,5	68,	90	8,2	237	4	218	12	8	2	180	3	160	10	9	2

Таблица Д.3 - Радиальная вибрация корпуса турбинного подшипника, 2А

Измеряется в микрометрах

Режимные параметры				ТП НБ						ТП ПБ					
N _а , МВт	а ₀ , %	S _{шт} , мм	φ, град	2A _{ср}	СКЗ	Составляющие с частотой, Гц				2A _{ср}	СКЗ	Составляющие с частотой, Гц			
						1,1	2,2	3÷	5,			1,1	2,2	3÷	5,
ххбв	6,1	11	-	19	6,7	4	-	6	-	16	5,7	4	-	6	-
ххсв	6,3	11	-	21	7,4	4	-	8	-	15	5,3	4	-	4	-
1	12,	19	-	23	8,1	8	-	20	-	12	4,2	3	-	7	-
2	17,	26	-	37	13,1	9	-	26	-	28	9,9	9	5	16	-
3	24,	35	-	35	12,4	4	4	10	-	33	11,7	4	3	7	-
4	35,	49	-	16	5,7	5	-	10	-	16	5,7	6	-	5	-
5	41,	56	-9,0	11	3,9	9	-	-	-	11	3,9	7	-	-	-
6	46,	62	-6,7	13	4,6	5	-	-	-	12	4,2	5	-	-	-
7	49,	66	-4,7	12	4,2	6	-	-	-	10	3,5	4	-	-	-
8	53,	71	-2,6	12	4,2	6	-	-	-	11	3,9	4	-	-	-
9	57,	76	0,0	14	4,9	4	-	-	-	13	4,6	4	-	-	-
100	61,	80	2,4	12	4,2	3	-	-	-	13	4,6	4	-	-	-
115	65,	86	5,7	11	3,9	2	2	-	2	11	3,9	2	-	-	3
125,5	68,	90	8,2	13	4,6	6	2	-	2	12	4,2	2	-	-	2

Таблица Д.4 - Радиальная вибрация корпуса генераторного подшипника, 2А

Измеряется в микрометрах

Режимные параметры				ГП НБ						ГП ПБ					
N _а , МВт	а ₀ , %	S _{шт} , мм	φ, град	2A _{ср}	СКЗ	Составляющие с частотой, Гц				2A _{ср}	СКЗ	Составляющие с частотой, Гц			
						1,1	2,2	3÷	5,7			1,1	2,2	3÷	5,7
ххбв	6,1	11	-	79	27,9	72	-	16	-	69	24,4	61	-	22	2
ххсв	6,3	11	-	99	35,0	84	-	31	-	75	26,5	65	-	16	-
1	12,1	19	-	95	33,6	86	-	30	2	74	26,2	62	-	30	2
2	17,5	26	-	124	43,8	90	8	44	2	100	35,4	70	10	56	2
3	24,8	35	-	136	48,1	88	8	39	4	104	36,8	60	7	21	4
4	35,9	49	-	94	33,2	89	-	19	2	71	25,1	66	-	22	6
5	41,5	56	-9,0	87	30,8	85	-	-	4	65	23,0	63	2	-	8
6	46,0	62	-6,7	86	30,4	84	2	-	4	64	22,6	61	2	-	15
7	49,9	66	-4,7	87	30,8	86	-	-	6	65	23,0	60	-	-	12
8	53,5	71	-2,6	85	30,1	84	2	-	6	64	22,6	62	-	-	12
9	57,5	76	0,0	86	30,4	86	-	-	10	65	23,0	64	-	-	10
100	61,0	80	2,4	82	29,0	80	-	-	11	63	22,3	62	2	-	9
115	65,2	86	5,7	78	27,6	75	5	-	10	57	20,2	54	-	-	11
125,5	68,6	90	8,2	77	27,2	76	4	-	6	58	20,5	57	2	-	6

Таблица Д.5 - Вертикальная вибрация опоры подпятника и крышки турбины, 2А

Измеряется в микрометрах

Режимные параметры				Опора						Крышка					
N _а , МВт	а ₀ , %	S _{шт} , мм	φ, град	2A _{ср}	СКЗ	Составляющие с частотой, Гц				2A _{ср}	СКЗ	Составляющие с частотой, Гц			
						1,14	3÷5	5,70	7÷9			1,14	3÷5	5,70	7÷
ххбв	6,1	117	-10,8	50	17,68	12	26	-	16	45	15,91	9	23	-	1
ххсв	6,3	119	-10,8	54	19,09	8	12	-	20	48	16,97	7	11	3	1
10	12,1	192	-10,8	47	16,62	9	16	4	17	42	14,85	10	13	4	1
20	17,5	261	-10,8	59	20,86	8	14	12	13	53	18,74	9	14	12	1
30	24,8	353	-10,8	135	47,73	13	40	18	26	128	45,25	11	36	18	2
40	35,9	493	-10,8	38	13,44	12	8	20	2	34	12,02	9	6	20	2
50	41,5	563	-9,0	26	9,19	10	2	22	-	25	8,84	11	2	20	-
60	46,0	620	-6,7	24	8,49	10	2	20	3	22	7,78	11	2	18	2
70	49,9	669	-4,7	28	9,90	6	2	22	2	23	8,13	7	2	20	3
80	53,5	715	-2,6	24	8,49	12	2	9	3	20	7,07	8	2	8	2
90	57,5	765	0,0	22	7,78	4	-	7	4	18	6,36	5	-	7	4
100	61,0	809	2,4	23	8,13	8	-	7	6	22	7,78	7	-	8	6
115	65,2	862	5,7	27	9,55	11	-	11	7	26	9,19	8	-	11	6
125,5	68,6	905	8,2	30	10,61	9	-	11	8	29	10,25	8	-	9	9

Таблица Д.6 - Радиальная вибрация спинки статора генератора, низкочастотная составляющая, 2А

Измеряется в микрометрах

Режим работы генератора	Сектор 1		Сектор 2		Сектор 3		Сектор 4		Сектор 5		Сектор 6	
		Стык сектора 1-2		Стык сектора 2-3		Стык сектора 3-4		Стык сектора 4-5		Стык сектора 5-6		
	мкм	мкм	мкм	мкм	мкм	мкм	мкм	мкм	мкм	мкм	мкм	мкм
ххбв	36	32	32	28	26	29	30	34	35	37	39	36
ххсв ($U_{ст} = 0,5U_{ном}$)	44	41	40	37	37	40	39	44	45	45	45	43
ххсв ($U_{ст} = 1,0U_{ном}$)	65	64	63	60	59	62	63	64	64	64	66	65
$N_{ном} = 125,5 \text{ МВт}$	52	57	56	53	51	55	55	58	59	53	55	53

Таблица Д.7 - Радиальная вибрация спинки статора генератора, составляющая 100 Гц, 2А

Измеряется в микрометрах

Режим работы генератора	Сектор 1		Сектор 2		Сектор 3		Сектор 4		Сектор 5		Сектор 6	
		Стык сектора 1-2		Стык сектора 2-3		Стык сектора 3-4		Стык сектора 4-5		Стык сектора 5-6		
	мкм	мкм	мкм	мкм	мкм	мкм	мкм	мкм	мкм	мкм	мкм	мкм
ххбв	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ххсв ($U_{ст} = 0,5U_{ном}$)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0
ххсв ($U_{ст} = 1,0U_{ном}$)	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	1	1
$N_{ном} = 125,5 \text{ МВт}$	3	2	2	3	3	2	3	3	2	3	3	3

Таблица Д.8 - Радиальная вибрация корпуса статора генератора, 2А

Измеряется в микрометрах

Режим работы генератора	Направление			
	НБ		ЛБ	
	$f_{нч}$	$f = 100\text{Гц}$	$f_{нч}$	$f = 100\text{Гц}$
ххбв	35	0	28	0
ххсв ($U_{ст} = 0,5U_{ном}$)	43	0	37	0
ххсв ($U_{ст} = 1,0U_{ном}$)	58	0	51	0
$N_{ном} = 125,5 \text{ МВт}$	51	2	47	2